

Maten
Petroleum

2015

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ



АО «Матен Петролеум»

г. Атырау

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.

Прошедший год ознаменовался для нефтяной отрасли как переходной с высоких цен на нефть на низкий. Не исключено, что низкие цены на сырье сохранятся на долгие годы. Для нашей компании, как наверное и для всех сырьевых компаний, этот период будет настоящим испытанием на стойкость. Необходимо будет адаптироваться к новым условиям, пересмотреть инвестиционные планы, работать над повышением эффективности добычи, внедрять новые технологии в производство.

Все разрабатываемые нами месторождения были введены в эксплуатацию более пятнадцати лет назад и уже выработаны порядка на 70%. Для успешного долгосрочного развития компании необходимо увеличить ресурсную базу. В начале 2015 года, по согласованию с компетентным органом, была расширена контрактная территория месторождения Матин на 87 км² с правом глубиной разведки до кровли соленосных отложений из которых на площади 54 км² уже проведены работы по сейсморазведке 3D. В августе 2015 года компания приобрела 100% акции АО «КоЖан», которая также владеет и управляет тремя нефтегазовыми активами на территории Атырауской области. Несмотря на трудное время, компания и далее будет продолжать искать потенциальные возможности увеличения ресурсной базы. В зависимости от оценки проекта и цены на нефть будут приниматься решения о сроках его освоения.



В поиске инновационных путей разработки месторождений нашими инженерами были успешно проведены опытно-промышленные испытания по одновременно-раздельной эксплуатации скважин, что позволило без значительных капитальных вложений увеличить дебит скважин. В текущем году мы планируем освоить технологию горизонтального бурения скважин.

В своей деятельности мы установили приоритет безопасности труда и уделяем особое внимание требованиям законодательства в области охраны окружающей среды. Мы верим, что общими усилиями мы преодолеем кризис и подготовим основу для будущего долгосрочного развития нашей компании.

С уважением

СЯО ХУАНЬЦИНЬ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

2. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ.

2.1 АО МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ

Акционерное Общество «Матен Петролеум» (далее «Компания», «Общество» или «Матен Петролеум») учреждено в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сентябре 2010г. (свидетельство о государственной регистрации №105602-1910-АО от 03.09.2010 г.).

19 сентября 2011 г. Общество приобрело 100% доли участия в ТОО «Арнайол» и ТОО «СП «Матин» у АО «ОрдабасыМунайГаз». В конце 2012 г. акционерами и менеджментом Компании было принято решение о консолидации операционной и коммерческой деятельности Компании на базе единого юридического лица - АО «Матен Петролеум». В связи с этим в период с конца 2011г. по начало 2012г. Общество приобрело у ТОО «Арнайол» и ТОО «СП «Матин» права недропользования по контрактам на месторождения Кара-Арна, Восточная Кокарна и Матин, а также основную часть прочих нефтегазовых активов. Чуть позже в начале 2012 г. ТОО «Арнайол» и ТОО «СП «Матин» были реализованы третьему лицу.

В конце 2011 г. Компания учредила производственный филиал в г. Атырау и представительство в г. Астане. В конце 2012 г. головной офис Компании был перерегистрирован в г. Атырау и было создано представительство в г. Алматы. В последствии производственный филиал в г. Атырау и представительство в г. Астане были упразднены.

В июне 2014 года Компания нерезидент «SINO-SCIENCE NETHERLANDS ENERGY GROUP B.V» приобрела 95% акции Компании.

На 31 декабря 2015 года акционерами Компании являются:

1. «SINO-SCIENCE NETHERLANDS ENERGY GROUP B.V» - 95% от общего числа размещенных простых акции;
2. Аблазимов Бахаридин Нугманович - 5% от общего числа размещенных простых акции.

Компания владеет следующими нефтегазовыми активами:

- контракт на недропользование №230 от 07.09.1998 г. по добыче углеводородного сырья на нефтяном месторождении Кара-Арна в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть) от 19.02.1998 г.
- контракт на недропользование № 223 от 28.08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Восточная Кокарна в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии ГКИ № 1015 (нефть) от 19.02.1998 г. в пределах блока XXIX-14-В (частично)
- контракт на недропользование № 41 от 02.07.1996 г. на осуществление разработки нефтегазового месторождения Матин в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии МГ № 290-Д (нефть) от 29.05.1997 г.

Среднее число работников по состоянию на 31 декабря 2015 года составляет 441 человек.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

2.2 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ

12 августа 2015 года Компания приобрела 100% акций АО «КоЖан» (далее - «Дочерняя организация»). Дочерняя организация была образована 28 апреля 2001 года как ТОО «КоЖан» в соответствии с законодательством Республики Казахстан. 16 октября 2014 года Дочерняя организация прошла реорганизацию в Акционерное Общество «КоЖан». Юридический адрес Дочерней организаций: 050040, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова 31, 6-ой этаж. У Дочерней организации имеется филиал в Атырау.

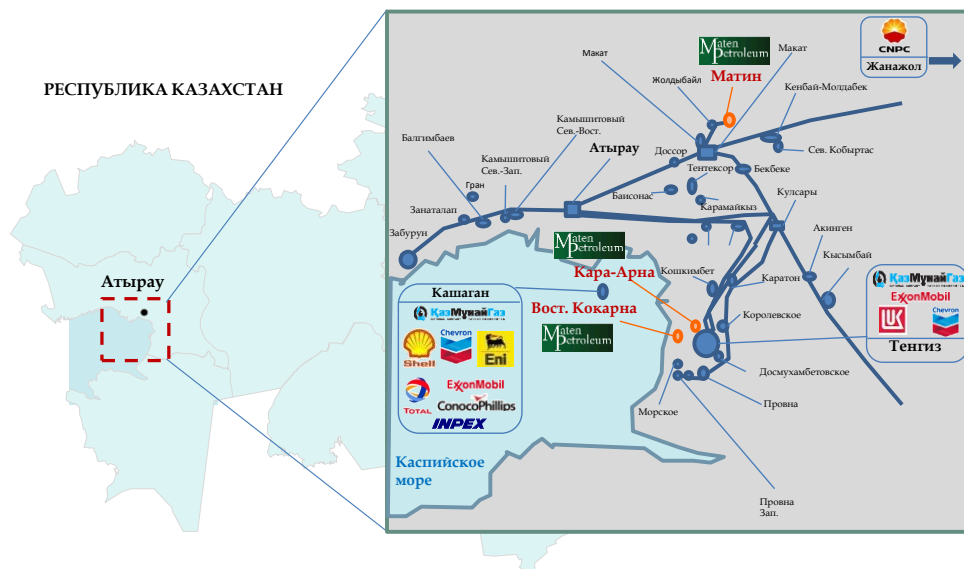
Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы:

- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1103 по нефтяному месторождению Морское, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1102 по нефтяному месторождению Даулеталы, действующий до 17 февраля 2034 года. Нефтяное месторождение находится на стадии разведки до 17 февраля 2016 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1104 по нефтяному месторождению Каратал, действующий до 17 февраля 2034 года.

Среднее число работников по состоянию на 31 декабря 2015 года составляет 219 человек.

2.3 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА

На карте ниже показано расположение производственных объектов АО «Матен Петролеум».



Месторождения Кокарна Восточная и Кара-Арна компактно расположены рядом с одним из крупнейших в мире месторождением – Тенгиз, разрабатываемым силами СП Chevron, ExxonMobil, Лукойла и КазМунайГаза. Месторождение Матин расположен в 217 км от магистрального трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума и на расстоянии ок. 11 км к востоку от нефтяного месторождения Северный Жолдыбай, разрабатываемого АО «РД КазМунайГаз». Помимо обозначенных выше компаний, разведку и добычу в Атырауской области также ведут другие крупнейшие международные нефтегазовые корпорации – Shell, CNPC, Total, Eni, BG Group, Inpex и прочие.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

2.4 ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ

В таблице ниже показаны данные по запасам месторождений АО «Матен Петролеум».

Месторождение	Площадь, км ²	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2015 г., тыс. тонн	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Кара-Арна	39,0	Добыча	200,8	41,62	19.02.2023г.
Кокарна Вост.	11,0	Разведка и добыча	143,6	23,60	01.01.2028г.
Матин	25,2	Добыча	150,3	26,43	13.10.2020г.
ВСЕГО	75,2		494,7	91,65	

(1) Источник: Отчет исследовательского института Geo-Jade Petroleum. По состоянию на 31.12.2015г.

Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», п. 4, ст. 75, любой недропользователь имеет право инициировать переговоры о продлении срока действия контракта, что при отсутствии нарушений контракта на недропользование подразумевает возможность продления действия контрактов пока не добыты все запасы.

3. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА.

По АО «Матен Петролеум», при годовом плане 528 300 тонн нефти, в 2015 году добыто 494 739 тонн.

По месторождению Кара-Арна планировалась добыча нефти 223 900 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 178 061 тонн;
- за счет ГТМ 21 140 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 8 скважин с добычей 24 699 тонн.

Фактически было добыто 200 788 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 168 468 тонн;
- за счет ГТМ 12 314 тонн;
- ввода 8 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 20 006 тонн.

По месторождению Восточная Кокарна планировалась добыча нефти 139 600 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 120 647 тонн;
- за счет ГТМ 4 000 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 3 скважин с добычей 14 953 тонн.

Фактически за год было добыто 143 642 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 126 682 тонн;
- за счет ГТМ 2 485;
- ввода 3 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 14 475 тонн.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

По месторождению Матин планировалась добыча нефти 164 800 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 152 601 тонн;
- за счет ГТМ 8 058 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 4 скважин с добычей 4 141 тонн.

Фактический за год было добыто 150 309 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 142 118 тонн;
- от за счет ГТМ 4 973 тонн;
- от ввода 4 скважин из эксплуатационного бурения с дополнительной добычей 3 218 тонн.

В отчетном году была увеличена контрактная территория месторождения Матин. В результате обращения в Компетентный орган по вопросу расширения контрактной территории месторождения Матин был выдан геологический отвод площадью 87,42 км² с глубиной разведки до кровли соленосных отложений. В конце года проведены работы по сейсморазведке МОГТ 3D на площади 54,13 км².

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

4.1. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА ЗА 2015 ГОД

Добыча нефти и конденсата в Казахстане в 2015 году составила 79,46 млн. тонн нефти (98,3% к 2014 году и 100,6% к плану 2015 года).



Падение нефтяных котировок на мировом рынке негативно отразилось на финансово-экономическом положении казахстанских нефтегазовых компаний. Около 40% действующих в Республике недропользователей оказались низкорентабельными и убыточными. По данным Правительства РК годовой совокупный убыток нефтедобывающих компаний за 2015 год превышает 1,6 млрд долларов США.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

В среднесрочной перспективе драйверами роста эксперты называют крупные проекты – три казахстанских месторождения-гиганта: Карачаганак, Тенгиз, расширение которого должно увеличить добычу к 2021 до 38 млн тонн с нынешних 20 млн, и Кашаган, ввод в строй которого ожидается в конце 2016 года.

Объем переработки нефти по республике в 2015 году составил 14,546 млн. тонн (97,6% к 2014 году и 101,7% к плану 2015 года). В 2016 году, в соответствии с планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики РК, будет переработано 14,3 млн тонн нефти.

Объем транспортировки нефти в 2015 году составил 84,66 млн. тонн (97,8% к 2014 году, 100 % к плану 2015 года). В том числе, объем экспорта нефти и конденсата составил 60,95 млн. тонн (97,7% к 2014 году), из них по направлению КТК -38,044 млн.тонн, Атырау-Самара – 13,456 млн. тонн, Атасу-Алашанькоу – 4,796 млн. тонн и через порт Актау 3,171 млн. тонн нефти, на Оренбургский ГПЗ – 665,926 тыс. тонн конденсата, 813,597 тыс. тонн отправлено по железной дороге.

В связи со значительным снижением мировой цены на нефть с марта 2015 ставка экспортной таможенной пошлины ЭТП на сырую нефть была понижена с 80 долларов до 60 за тонну. С 1 января 2016 года ставка ЭТП была снижена с 60 долларов США за тонну до 40 долларов США за тонну. С 1 марта 2016 года в Казахстане экспортная таможенная пошлина (ЭТП) привязана к цене на нефть и рассчитывается по прогрессивной шкале. Так, при стоимости сырья ниже \$25 ЭТП будет нулевой.

Добыча газа нефтегазодобывающими компаниями республики составила 45,3 млрд.м3 (105% к 2014 году и 103% к плану 2015 года). Ввиду исторически сложившейся газотранспортной системы, экспорт казахстанского газа в настоящее время осуществляется в основном в направлении России. Однако в конце 2015 года в Казахстане была запущена нитка С магистрального газопровода Казахстан-Китай.

Источники информации: Министерство энергетики РК, Комитет по статистике министерства национальной экономики РК.

4.2. ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

На 13 крупнейших месторождений Казахстана приходится около 87% общей добычи в Республике Казахстан, участие в добыче нефти на которых принимают все основные мировые нефтегазовые компании: ExxonMobil, Shell, Chevron, Inpex, Eni, CNPC, Sinopec, BG Group.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

Доля АО «Матен Петролеум» без учета дочерних компаний в годовой добыче нефти в Казахстане за 2015 год составляет 0,6% (495 тыс. тонн.). Компания входит в 20-ку крупных недропользователей Казахстана.



По итогам 2015 года экспортировано 61,3 млн. тонн нефти на 26,2 млрд. \$.

№	Страна	Объем, тонна	Доля (%)	Сумма, тыс. \$	Цена (\$) за тонну
1	ИТАЛИЯ	17 881 509	29	7 893 699	441
2	НИДЕРЛАНДЫ	8 867 209	14	3 734 941	421
3	ШВЕЙЦАРИЯ	5 955 268	10	2 348 131	394
4	ФРАНЦИЯ	5 551 643	9	2 418 080	436
5	КИТАЙ	5 097 891	8	2 048 072	402
6	РУМЫНИЯ	3 074 062	5	1 298 519	422
7	ГРЕЦИЯ	2 721 281	4	1 259 575	463
8	ИСПАНИЯ	2 513 366	4	1 084 234	431
9	КОРЕЯ, РЕСПУБЛИКА	1 512 262	2	667 620	441
10	ПОРТУГАЛИЯ	1 456 280	2	641 855	441
11	АВСТРИЯ	999 573	2	415 403	416
12	ЯПОНИЯ	809 666	1	351 624	434
13	ТУРЦИЯ	697 708	1	334 604	480
14	ИЗРАИЛЬ	495 128	1	189 564	383
15	ШВЕЦИЯ	442 565	1	157 903	357
16	<i>прочие страны</i>	3 200 525	5	1 319 838	
17	Итого:	61 275 936	100	26 163 663	ср. 414

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

4.3. ИНФОРМАЦИИ О ПРОДУКЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

Выгодное географическое расположение активов Компании и развитая нефте-транспортная инфраструктура в Атырауской области обеспечивают наличие надежных каналов сбыта продукции. Компания реализует нефть как на внешнем так и на внутреннем рынках.

Экспорт нефти осуществляется через Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»), к которому месторождения имеют прямой выход, с дальнейшей перевалкой через отдельный морской терминал КТК, расположенный в г. Новороссийск. При необходимости, нефтепровод Атырау-Самара может быть использован как альтернативный/дополнительный канал сбыта.

Нефть, реализованная, на внутреннем рынке доставляется по внутренним нефтепроводам до покупателя и, как правило, перерабатывается на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе. За 2015 год поставка на внутренний рынок составила около 22 % от объема добычи нефти.

Основным покупателем экспортной нефти Компании в 2015 году являлся Vitol Central Asia S.A., с которым был заключен долгосрочный контракт на поставку нефти. Крупнейшим покупателем на внутреннем рынке является ТОО «Премиум Холдинг».

4.4. Стратегия деловой активности

Основной стратегической задачей руководства Компании на ближайшие годы является поддержание добычи нефти на уровне 420-450 тыс. тонн в год. Для это Компания четко придерживается плана капитальных вложений предусмотренных проектными решениями по разработке месторождений. В первую очередь это касается своевременного ввода новых скважин из бурения. Вторая, не менее важная задача, стоящая перед менеджментом Компании, поддержание активов в рабочем состоянии позволяющим обеспечить ежегодную добычу нефти на уровне обозначенной в стратегии компании на ближайшие годы.

Отдельным направлением производственной деятельности Компании является продолжение работ по до разведке месторождений с целью увеличения ресурсной базы и внедрение новых технологии в производство и бурение скважин.

5. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

5.1. ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВИВШИЕ РАСХОЖДЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

К основным макроэкономическим факторам, повлиявшим на результаты финансовой деятельности Компании за отчетный период, явилось изменение цен на нефть по сравнению с предыдущими годами. Так средняя цена реализации нефти на экспорт в 2015 году составила 50,1 долларов США за баррель в то время как в 2014 году цена аналогичный показатель составлял 96,6 долларов США, что на 52,7 % выше чем в отчетном году.

Объем добычи нефти Компании за 2015 год составил 494 739 тонн – что на 7,3% меньше планового показателя. Невыполнению плана добычи нефти АО «Матен Петролеум» способствовало ряд нижеследующих причин:

- по месторождению Кара-Арна причинами невыполнения плана добычи нефти, являлись обводнение скважин (конус воды, заколонные перетоки, нарушения в эксплуатационных колоннах), нехватка бригады КПРС и отключение электроэнергии.

- по месторождению Кокарна Восточная причинами перевыполнения плана добычи нефти, являлись ввод в разработку новой залежи J2-IIIБ в среднеюрском горизонте, а также переход на другие горизонты. Изоляционные работы проводимые собственными силами не всегда приносят положительный результат, хороший результат был получен только в двух скв. 60 и 56.

В 2015г. были введены из бурения три новые скважины 53, 59, 42, после перфорации в триасовом горизонте были получены слабые притоки в этих скважинах. В настоящее время эти скважины находятся в бездействии из-за отсутствия притока .

- по месторождению Матин причинами невыполнения плана добычи нефти, являлись обводнение скважин (конус воды, заколонные перетоки, нарушения в эксплуатационных колоннах).

В 2015г. в течении планировалось провести 20 геолого-технических мероприятий по изоляции водопритока, фактически было выполнено 23 мероприятия, методом цементирования под давлением и закачкой ВУС. Данные работы не принесли ожидаемого положительного результата.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

В таблицах ниже показаны производственно-финансовые показатели АО «Матен Петролеум» без учета дочерних компаний.

Наименование	Ед.изм.	2013	2014	2015
ДОБЫЧА	тонна	547 032	532 002	494 739
<i>Темп роста / падения</i>	%	-5,2%	-2,8%	-7,0%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	62 730	60 906	33 200
<i>Темп роста / падения</i>	%	-12,1%	-2,9%	-45,5%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-12 527	-12 237	-10 229
<i>Темп роста / падения</i>	%	-3,7%	-2,3%	-16,4%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-26 176	-25 904	-15 128
<i>Темп роста / падения</i>	%	2,0%	-1,0%	-41,6%
ЕВИТДА	млн. тенге	27 698	26 892	10 977
<i>маржа EBITDA</i>	%	44,2%	42,0%	33,1%
НОРАТ	млн. тенге	18 021	18 318	5 074
<i>маржа NOPAT</i>	%	28,1%	28,9%	15,3%
Свободный денежный поток	млн. тенге	16 149	11 719	5 456
Капитальные затраты	млн. тенге	5 146	8 671	2 753

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти (млн. тенге):

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Объем реализации нефти, тонн	544 504	530 504	487 502
Экспортные продажи, тонн	487 504	429 004	378 002
Внутренние продажи, тонн	57 000	101500	109 500
Цена реализации нефти			
Цена экспорт КТК, тенге / тонна	128 426	136 142	87 024
долл. США / тонна	107,04	96,62	52,29
Цена внутренний рынок, тенге / тонна	43 427	49 400	15 684
Выручка	62 730	60 906	33 200
Экспортные продажи нефти	62 608	58 405	33 321
Внутренние продажи нефти	2 475	5 014	1 795
Удержания за качество нефти	-2 353	-2 513	-1 916

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов (млн.тенге):

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Себестоимость	-12 527	-12 237	-10 229
Износ и амортизация	-3 626	-2 764	-3 074
НДПИ	-2 930	-2 809	-1 605
Страхование	-1 346	-1 742	-840
Заработная плата и соответствующие налоги	-1 173	-1 478	-1 642
Товарно-материальные запасы	-1 019	-791	-547
Электроэнергия	-524	-563	-599
Текущий ремонт и техобслуживание	-378	-225	-296
Геологические и геофизические работы	-188	-258	-130
Питание	-143	-170	-197
Расходы по обслуживанию скважин	-111	-70	-55
Аренда и услуги охраны	-419	-486	-437
Бонус коммерческого обнаружения	0	0	-45
Прочие расходы	-681	-716	-634
НИОКР	-157	-176	-222
Изменения в запасах сырой нефти	168	11	94

Ниже представлены составляющие расходов по реализации (млн.тенге):

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Расходы по реализации	-21 304	-21 450	-13 462
Рентный налог	-13 065	-11 421	-3 430
Подготовка и транспортировка нефти	-4 203	-4 358	-4 545
Таможенные процедуры	-3 915	-5 582	-5 232
Страхование	0	0	0
Демередж	-59	-23	-190
Тех потери при транспортировке нефти	-17	-17	-13
Износ и амортизация	-8	-8	-8
Прочие	-37	-42	-44

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

Ниже представлены составляющие общих и административных расходов (млн.тенге):

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Общие и административные расходы	-4 871	-4 454	-1 666
Заработная плата и соответствующие налоги	-3 955	-3 520	-997
Командир и представ расходы	-218	-192	-66
Расходы по аренде	-94	-73	-24
Спонсорская помощь	-59	-16	-14
Обучение персонала	-99	-116	-96
Консультационные услуги	-66	-112	-66
Материалы	-39	-35	-18
Износ и амортизация	-44	-48	-53
Охрана	-7	-7	-13
Страхование	-1	-1	-3
Налоги другие платежи в бюджет	-9	-113	-70
Услуги связи	-22	-23	-19
Банковские услуги	-24	-19	-52
Коммунальные услуги	-33	-20	-4
Штрафы и пени	-17	-0	-6
Резервы / сторно резервов	0	0	0
Прочие	-184	-159	-165

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Данные по финансовым показателям показаны для Группы Компании.

Показатель	На 31.12.2013	На 31.12.2014	На 31.12.2015
Уставный капитал, млн. тенге	80	80	80
Собственный капитал, млн. тенге	17 021	15 835	-50 843
Совокупные активы, млн. тенге	48 059	63 285	143 951
Объем продаж, млн. тенге	62 730	60 906	37 684
Валовый доход, млн. тенге	50 203	48 669	25 784
Чистая прибыль, млн. тенге	17 284	16 494	-66 679
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	2 161	2 062	-8 335
ROA	36,0%	26,1%	-46,3%
ROE	101,6%	104,2%	-
ROS	80,0%	79,9%	68,4%

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств по операционной деятельности. Для осуществления инвестиции за счет приобретений Компанией привлекаются заемные средства.

2015 году для приобретения нефтегазовых активов привлекались значительные суммы заемных денежных средств в долларах США. 20 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан перешел к политике инфляционного таргетирования. В результате реализации данной политики официальный обменный курс вырос с 188,38 за 1 доллар США до 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года. Данное изменение привело к существенным убыткам от курсовой разницы в следствие чего собственный капитал Компании в на конец 2015 года сложился отрицательным.

6. АНАЛИЗ РИСКОВ И УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ.

В ходе обычной деятельности Компания подвержена рыночным рискам, которые включают в себя товарно-ценовой риск, валютный риск, риск процентной ставки, риск ликвидности и кредитный риск.

ТОВАРНО-ЦЕНОВОЙ РИСК

Товарно-ценовой риск – это риск, при котором изменения в рыночных ценах на продукты Компании (нефть) будут отрицательно влиять на текущие или будущие доходы Компании. В 2012 году Компания заключило с финансовым институтом рамочное соглашение на совершение сделок с производными инструментами с целью хеджирования колебания цен на реализуемую сырую нефть. В течение 2015 года инструменты хеджирования цен на нефть не использовались.

КРЕДИТНЫЙ РИСК

Компания подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток. Кредитный риск Компании в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью. В течение 2015 Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2015г. доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 94,9% (в 2014г аналогичная концентрация кредитного риска от одного клиента составляла 74,1%) от общего дохода Компании.

РИСК ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКИ

Риск процентной ставки определяется как риск возможного изменения стоимости финансового инструмента в связи с неблагоприятными изменениями процентных ставок. В настоящее время данный риск Компании связан с привлечением кредита на основе плавающей процентной ставки – Либор. Компания не ограничивает влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

ВАЛЮТНЫЙ РИСК

Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют.

Валютный риск Компании в основном связан с банковскими займами, торговой дебиторской задолженностью, а также денежными средствами.

Операционный валютный риск Компании связан с продажами сырой нефти в валюте, отличной от функциональной валюты Компании. Большая часть продаж Компании выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена связанного с торговой дебиторской задолженностью в любой момент времени ограничена одним месяцем. Компания не использует инструменты хеджирования для цели ограничения влияния изменения курса обмена связанного с банковскими займами.

Компания принимает на себя риск, связанный с влиянием колебаний официальных курсов Национального Банка РК на финансовое положение и потоки денежных средств.

РИСК ЛИКВИДНОСТИ

Риск ликвидности – это риск того, что Компания не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты. Позиция ликвидности Компании тщательно контролируется и управляется. Компания использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств для обеспечения наличия адекватных денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.

ОПЕРАЦИОННЫЙ РИСК

Операционный риск – это риск для Компании понести финансовые убытки в результате прерывания деятельности и возможного ущерба для имущества Компании в результате природных бедствий и технологических аварий. Компания на ежегодной основе заключает со страховыми компаниями договора, помимо обязательных, на добровольные виды страхования имущества, выхода скважин из-под контроля, гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

7.1. СИСТЕМА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА РАБОТНИКОВ

По состоянию на конец 2015 года в Компании работало 441 человек, из которых 338 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 98%.

Компанию возглавляет команда профессиональных менеджеров, обладающих обширным опытом работы в нефтегазовом секторе Республики Казахстан, в том числе в крупнейших компаниях региона.

Сотрудники производственного блока Компании обладают значительным опытом работы в нефтегазовом секторе Республики Казахстан и представляют высокопрофессиональную, мотивированную и сплоченную команду специалистов, способных решать широкий круг операционных вопросов.

ГODOVОЙ ОТЧЕТ 2015

Расходы на обучение персонала в 2015 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 85,2 миллионов тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышение профессионального уровня работников. Несчастных случаев в производстве в 2015 году не было. Работники нефтепромыслов полностью обеспечены спецодеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты. Для работников на нефтяном месторождении действует столовая с 3-х разовым бесплатным питанием. Жилые помещения (общежитие вахтового поселка) отвечают современным требованиям условия проживания.

7.2. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИИ, ПРИРОДООХРАННАЯ

Особое внимание Компания уделяет выполнению требований законодательства в области охраны окружающей среды, утилизации отходов производства, рекультивации загрязненных земель и экологического мониторинга. Производственные отходы, твердые бытовые отходы и сточные воды с предприятия вывозятся, и утилизируются по договору с подрядными организациями. Весенний период проводятся работы по озеленению территории резервуарного парка и вахтового городка. В 2015 году были посажены саженцы в количестве 220 штук. По программе экологического контроля проведен экологический мониторинг на объектах на сумму 18 миллионов тенге.

Согласно плана природоохранных мероприятий по охране окружающей среды для объектов АО «Матен Петролеум», утвержденного Департаментом экологии по Атырауской области на 2014 – 2017 годы, в 2015 году на выполнение природоохранных мероприятий израсходовано 191,1 миллионов тенге.

7.3. УЧАСТИЕ В БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ, МЕРОПРИЯТИЯХ

По условиям контракта на недропользование АО «Матен Петролеум» участвует в социально-экономическом развитии региона и его инфраструктуры. Всего в 2015 году на эти цели было отчислено 13,7 миллионов тенге. Также по мере обращения, предприятие оказывает спонсорскую помощь благотворительным учреждениям, детским домам и организациям связанных с благотворительностью. Участвует в поддержке ветеранов ВОВ и пенсионеров. За 2015 год на спонсорскую помощь и благотворительность было отчислено 6,8 миллионов тенге.

8. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.

8.1. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ ПРИНЦИПОВ.

Структура, функции и состав органов корпоративного управления Компании являются типичными для акционерной компании Республики Казахстан и соответствуют нормам регулирующего законодательства.

Высшим корпоративным органом является Общее собрание акционеров.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества и насчитывает трех членов, из которых один председатель и один независимый директор. Председатель Совета директоров избирается из числа его членов большинством голосов от общего числа членов Совета директоров Общества открытым голосованием.

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляются Генеральным директором.

Функции и разделение рабочих обязанностей органов корпоративного управления Компании закреплено в Уставе юридического лица.

8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ

Акционерный капитал, тыс. тенге	80 000			
Количество объявленных простых акций, шт.	15 000			
Количество объявленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество размещенных простых акций, шт.	8 000			
Количество размещенных привилегированных акций, шт.	—			
Количество выкупленных простых акций, шт.	—			
Количество выкупленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество акций в свободном обращении, шт.	—			
Наименование держателя	на 01.01.2015г.		на 31.12.2015г.	
	%	В тыс. тенге	%	в тыс. тенге
Аблазимов Бахаридин Нугманович	5	4 000	5	4 000
Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.»	95	76 000	95	76 000
ВСЕГО:	100	80 000	100	80 000

За 2015 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

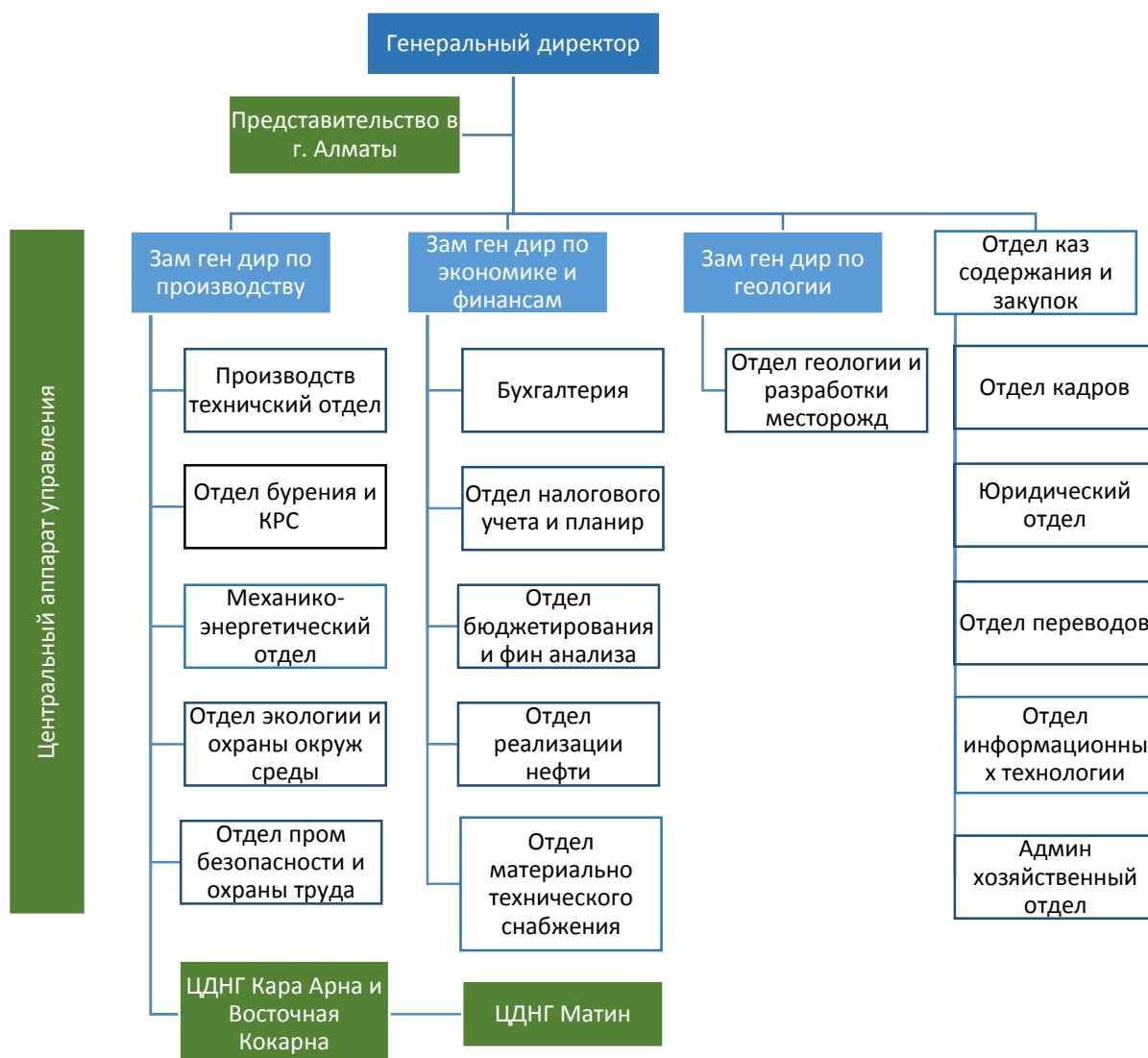
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между Генеральным директором и тремя заместителями генерального директора, руководящими профильными подразделениями и подчиняющихся непосредственно Генеральному директору. Все производственные работы Компании ведутся непосредственно на месторождениях, координируются и контролируются персоналом Центрального аппарата.

На нефтепромысле суммарно занято 344 специалистов, из которых 62 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала организована вахтовым методом, рабочий персонал проживает в вахтовых поселках.

Компания имеет представительство в г. Алматы.



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015**8.4. СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ.**

Совет директоров Общества состоит из шести членов, один из которых председатель и два независимых директора.

Wang Wentao, 1974 г.р.

Председатель совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 30.09.2015г

Аязбаев Рустем Рахматуллаевич 1985 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 07.08.2014г.

С 01.01.2013г. по 01.12.2014г. - Заместитель директора по корпоративному развитию в Представительстве АО «Матен Петролеум» в г. Алматы.

С 20.08.2012г. по 29.12.2012г. - Управляющий директор по корпоративному развитию в компании АО «Матен Петролеум».

Hu Huiping 1962 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 07.08.2014г.

С 26.11.2014г. по 26.01.2016г. - Генеральный директор в АО «Матен Петролеум».

С 01.12.2013г. по 26.11.2014г. - Директор и одновременно Вице Президент в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

С 01.08.2012г. по 01.12.2013г. - Генеральный директор в компании Yingtai Gerui (Beijing) Energy Engineering Technology Co. LTD.

Ning Zhu 1978 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 30.09.2015г.

С 01.05.2014г. по 01.12.2015г. - Президент и одновременно Генеральный директор в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

С 01.12.2013г. по 01.05.2014г. - Директор в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

С 01.12.2011г. по 01.12.2013г. - Вице Президент в компании Hong Kong Zhongke Petroleum and Gas Co.

Qian Ji 1954 г.р.

Член совета директоров – Независимый директор АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 07.08.2014г.

С 01.05.2008г. по 07.08.2014г. - Заместитель директора SINOPEC Oil Exploration and Development Research Institute.

Huang Huize 1949 г.р.

Член совета директоров – Независимый директор АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 07.08.2014г.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

ФИО	Владение акциями (простые акции), шт.
Wang Wentao	0
Аязбаев Рустем Рахматуллаевич	0
Hu Huiping	0
Ning Zhu	0
Qian Ji	0
Huang Huize	0
ИТОГО:	0

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН.

Генеральный директор Общества.

Hu Huiping 1962 г.р. После отчетной даты состоялась смена Генерального директора АО «Матен Петролеум». 26 января 2016 года решением заседания Совета директоров г-н Xiao Huanqin сменил г-на Hu Huiping на посту Генерального директора.

С 26.11.2014г. по 26.01.2016г. - Генеральный директор АО «Матен Петролеум».

С 07.08.2014г. по настоящее время - Член совета директоров АО «Матен Петролеум».

С 01.12.2013г. по 26.11.2014г. - Директор и одновременно Вице Президент в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

С 01.08.2012г. по 01.12.2013г. - Генеральный директор в компании Yingtai Gerui (Beijing) Energy Engineering Technology Co. LTD.

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ

В течение 2015 года Генеральный директор не владел акциями АО «Матен Петролеум».

8.6. КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИХ ФУНКЦИИ.

Комитеты совета директоров не создавались.

8.7. ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И АУДИТ.

Служба внутреннего аудита не формировалась.

8.8. ИНФОРМАЦИЯ О ДИВИДЕНДАХ.

Компания придерживается политики дивидендных выплат по остаточному принципу. Фонд выплаты дивидендов образуется после удовлетворения потребности в формировании собственных финансовых ресурсов, обеспечивающих в полной мере реализацию инвестиционных возможностей предприятия

ГODOVОЙ ОТЧЕТ 2015

По результатам деятельности Компании за последние три года, дивиденды, объявленные и выплаченные акционерам, составили 47 308 395 тыс. тенге (2013г.: 29 628 395 тыс. тенге; 2014г.: 17 680 000 тыс. тенге, 2015г.: 0 тыс.тенге).

Балансовая стоимость простой акции по состоянию на 31.12.2015г. составляет минус 6 364 тыс. тенге, базовая прибыль на акцию за 2015г. минус 8 335 тыс. тенге.

8.9. ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ.

АО «Матен Петролеум» придерживается принципа информационной открытости, призванной обеспечить максимальную обоснованность и прозрачность управления Компанией. Компания своевременно раскрывает информацию об основных результатах, планах и перспективах своей деятельности, которая может существенно повлиять на имущественные и иные права акционеров и инвесторов, а также своевременно и в полном объеме отвечает на запросы акционеров. Компания регулярно предоставляет информацию о существенных корпоративных событиях в деятельности Компании и в то же время следует строгим и надежным механизмам раскрытия и конфиденциальности внутренней (непубличной) информации, определенной советом директоров.

8.10. ИНФОРМАЦИЯ О ВОЗНАГРАЖДЕНИЯХ.

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы составила 261 384 тыс. тенге.

Премиальная часть вознаграждения высшего руководства выплачивается в зависимости от выполнения стратегических целей и достижения установленных плановых показателей: добыча, чистый доход, результаты разведочных работ.

8.11. ОТЧЕТ О СОБЛЮДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЙ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.

АО «Матен Петролеум» приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления в основу своего Кодекса корпоративного управления. основополагающими принципами Корпоративного управления являются:

- (а) принцип защиты прав и интересов акционеров;
- (б) принцип эффективного управления Компанией общим собранием акционеров, советом директоров и исполнительным органом;
- (в) принципы прозрачности, своевременности и объективности раскрытия информации о деятельности Компании;
- (г) принципы законности и этики;
- (д) принципы эффективной дивидендной политики;
- (е) политика регулирования корпоративных конфликтов.

В течение 2015 года Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

Совет директоров несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль над деятельностью Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями Совета директоров являются определение направлений стратегического развития и политики Компании, принятие решений о потенциальных приобретениях нефтегазовых активов и прочие существенные вопросы. Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

Исполнительным органом осуществляющим руководство текущей деятельностью АО «Матен Петролеум» является Генеральный директор. 26 ноября 2014 года состоялась смена Генерального директора АО «Матен Петролеум» с г-на Кудабоева К.К. на г-на Hu Huiping а 26 января 2016 года г-н Xiao Huanqin сменил г-на Hu Huiping.

Генеральный директор несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Генеральный директор отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО (АО) «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

(с отчетом независимых аудиторов)

СОДЕРЖАНИЕ

	Страница
ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	
Консолидированный отчет о финансовом положении	1
Консолидированный отчет о совокупном доходе	2
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	3
Консолидированный отчет о движении денежных средств	4-5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	6-41



«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әлі-Фараби д-ль, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Отчёт независимых аудиторов

Аktionерам и Руководству АО «Матен Петролеум»:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Матен Петролеум» и её дочерней организации (далее «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие пояснительные примечания.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчётности

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

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчётности на основе проведённого 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 консолидированной финансовой отчётности.

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

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

Мнение

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает консолидированное финансовое положение АО «Матен Петролеум» и её дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2015 года, а также их консолидированные финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту

Кайрат Медетбаев
Аудитор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ0000137 от 8 февраля 2013 года

28 июня 2016 года



Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан серии МФЮ-2
№ 0000003, выданная Министерством
финансов Республики Казахстан
15 июля 2005 года



КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2015 год	2014 год
Активы			
Долгосрочные активы			
Нефтегазовые активы и права на недропользование	6	117.753.995	38.792.315
Основные средства	7	1.065.898	939.764
Незавершённое строительство	8	2.443.698	2.213.786
Нематериальные активы		64.753	30.542
Разведочные и оценочные активы	9	1.708.210	–
Прочие долгосрочные активы		31.810	33.981
Денежные средства, ограниченные в использовании	16	755.602	413.136
		123.823.966	42.423.524
Текущие активы			
Займ предоставленный	10	–	12.070.910
Товарно-материальные запасы	11	1.723.553	1.393.753
Торговая дебиторская задолженность	12	4.134.029	2.315.235
Налоги к возмещению	13	2.733.410	1.056.125
Авансы выданные	14	3.934.280	2.071.357
Прочие краткосрочные активы	15	1.428.080	1.466.410
Денежные средства и их эквиваленты	16	6.173.897	487.576
		20.127.249	20.861.366
Итого активы		143.951.215	63.284.890
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал	17	80.000	80.000
(Непокрытый убыток) / нераспределённая прибыль		(50.923.686)	15.755.349
		(50.843.686)	15.835.349
Долгосрочные обязательства			
Займы	18	33.947.000	25.301.063
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	19	1.577.275	1.105.641
Обязательство по отсроченному налогу	20	22.934.152	5.525.302
Прочие долгосрочные обязательства	21	2.280.845	543.495
		60.739.272	32.475.501
Текущие обязательства			
Займы	18	129.821.788	8.944.721
Торговая кредиторская задолженность	22	1.320.629	3.186.644
Подоходные налоги к уплате	23	458.246	396.412
Прочие налоги к уплате	24	1.558.284	2.119.913
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	25	896.682	326.350
		134.055.629	14.974.040
Итого капитал и обязательства		143.951.215	63.284.890
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	17	(6.363.555)	1.975.601

Сяо Хуаньцин
Генеральный директор

Мусин Р.А.
Заместитель
генерального директора
по экономике и финансам

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-45 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2015 год	2014 год
Доход от реализации продукции	26	37.684.022	60.906.196
Себестоимость реализованной продукции	27	(11.900.364)	(12.237.126)
Валовая прибыль		25.783.658	48.669.070
Расходы по реализации	28	(15.238.383)	(21.450.330)
Общие и административные расходы	29	(2.033.977)	(4.454.236)
Финансовые доходы	30	524.462	1.780.371
Финансовые расходы	31	(3.611.555)	(1.695.055)
Отрицательная курсовая разница, нетто	32	(69.182.311)	(1.119.305)
Прочие расходы, нетто	33	(23.612)	(49.579)
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(63.781.718)	21.680.936
Расходы по подоходному налогу	20	(2.897.317)	(5.186.553)
Чистый (убыток)/прибыль за год		(66.679.035)	16.494.383
Прочий совокупный доход		–	–
Итого совокупный (убыток)/доход за год		(66.679.035)	16.494.383
Прибыль на акцию			
(Убыток)/прибыль на акцию	17	(8.335)	2.062

Сяо Хуаньцин
Генеральный директор

Мусин Р.А.
Заместитель
генерального директора
по экономике и финансам

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого собственный капитал
На 1 января 2014 года		80.000	16.940.966	17.020.966
Чистая прибыль за год		–	16.494.383	16.494.383
Итого совокупный доход за год		–	16.494.383	16.494.383
Дивиденды объявленные	17	–	(17.680.000)	(17.680.000)
На 31 декабря 2014 года		80.000	15.755.349	15.835.349
Чистый убыток за год		–	(66.679.035)	(66.679.035)
Итого совокупный убыток за год		–	(66.679.035)	(66.679.035)
На 31 декабря 2015 года		80.000	(50.923.686)	(50.843.686)

Сяо Хуаньцин
Генеральный директор

Мусин Р.А.
Заместитель
генерального директора
по экономике и финансам

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2015 год	2014 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(63.781.718)	21.680.936
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	27, 28, 29, 33	3.796.422	2.848.304
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин	33	4.240	57.573
Финансовые расходы	31	3.611.555	1.695.055
Финансовые доходы	30	(524.462)	(1.780.371)
Отрицательная курсовая разница, нетто		69.799.191	1.281.348
Убыток от изменения в оценке обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений	33	41.325	44.974
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		12.946.553	25.827.819
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		(113.888)	3.099.987
Изменения в налогах к возмещению		(638.576)	42.109
Изменения в товарно-материальных запасах		95.675	(58.439)
Изменения в прочих долгосрочных активах		(41)	1.975
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(705.824)	208.365
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(62.778)	(417.906)
Изменения в прочих налогах к уплате		(1.590.458)	535.469
Поступление денежных средств от операционной деятельности		9.930.663	29.239.379
Подоходный налог уплаченный		(2.185.873)	(9.534.848)
Налог на сверхприбыль уплаченный		(154.869)	(1.165.752)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		7.589.921	18.538.779
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Займы работникам, за минусом погашений		2.212	1.080
Приобретение нефтегазовых активов	6	(38.606)	(54.948)
Приобретение основных средств		(23.227)	(118.740)
Затраты на незавершённое строительство		(5.138.972)	(7.000.076)
Приобретение нематериальных активов		(16.247)	(23.159)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(72.452)	–
Поступления от выбытия основных средств и нефтегазовых активов		–	55.659
Поступления от приобретения дочерней организации	5	332.038	–
Приобретение дочерней организации	5	(63.962.052)	–
Тендерная гарантия на участие в аукционе по приобретению дочерней организации		(2.236.147)	–
Предоставление займов		(752.200)	(51.736.150)
Погашение займов выданных		15.160.517	41.286.937
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(187.329)	(12.390)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(56.932.465)	(17.601.787)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-45 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2015 год	2014 год
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Дивиденды выплаченные	17	–	(17.680.000)
Авансы полученные		–	(10.895.688)
Поступления от банковского займа	18	89.996.000	35.466.500
Выплата вознаграждений	18	(2.239.702)	(1.343.011)
Погашение банковского займа	18	(35.338.438)	(6.595.432)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные) в финансовой деятельности		52.417.860	(1.047.631)
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты			
		2.611.005	312.342
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		5.686.321	201.703
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года			
	16	487.576	285.873
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	16	6.173.897	487.576

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

Следующие неденежные операции были включены в консолидированный отчёт о движении денежных средств:

Незавершённое строительство

В течение 2015 года Группа погасила торговую кредиторскую задолженность, возникшую с приобретением незавершённого строительства в течение 2014 года и кредиторскую задолженность по закупу долгосрочных активов, поступившую от приобретения дочерней организации в размере 2.417.027 тысяч тенге и 5.903 тысячи тенге, соответственно. (2014 год: приобретение долгосрочных активов в виде незавершённого строительства в размере 1.452.532 тысячи тенге были профинансированы за счёт увеличения кредиторской задолженности на сумму 1.428.222 тысячи тенге и авансами выданными за долгосрочные активы в размере 24.310 тысяч тенге).

Корпоративный подоходный налог

В течение 2015 года предоплата по подоходному налогу, поступившая от приобретения дочерней организации (*Примечание 5*) в размере 144.137 тысяч тенге, была утилизирована для погашения задолженности по корпоративному подоходному налогу.

Сяо Хуаньцин
Генеральный директор

Мусин Р.А.
Заместитель
генерального директора
по экономике и финансам

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты операций хозяйственной деятельности АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ» (далее – «Компания») и дочерней организаций АО «КоЖан» (вместе – «Группа»).

АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ» было создано в соответствии с законодательством Республики Казахстан как акционерное общество и зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 3 сентября 2010 года.

Юридическое название Общества	АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»
Юридический адрес	г. Атырау, пл. Исатая, 1/1
Юридический регистрационный номер	Общество зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 3 сентября 2010 года согласно свидетельству № 1142-1915-01-АО
Форма собственности	Частная

25 июня 2014 года произошла смена акционеров, и по состоянию на 31 декабря 2015 и 2014 годов структура акционеров Компании была следующей:

	2015 год		2014 год	
	%	в тысячах тенге	%	в тысячах тенге
Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.	95	76.000	95	76.000
Аблазимов Бахаридин Нугманович	5	4.000	5	4.000
	100	80.000	100	80.000

Компания владеет и управляет следующими нефтегазовыми активами:

- лицензия на добычу серии GKI № 92-D-1 (сырая нефть) по нефтяному месторождению Кара Арна, действующая до 19 февраля 2023 года;
- лицензия на разведку и добычу серии GKI № 1015 (сырая нефть) по нефтяному месторождению Восточная Кокарна, действующая до 1 января 2028 года;
- лицензия на добычу серии № MG290-D (сырая нефть) по нефтяному месторождению Матин, действующая до 13 октября 2020 года.

Все нефтяные месторождения расположены в Атырауской области Республики Казахстан.

Дочерняя организация

12 августа 2015 года Компания приобрела 100% акций (10.748.046 простых акций) АО «КоЖан» (далее – «Дочерняя организация») за денежное вознаграждение в размере 340.495.300 долларов США (эквивалентно 63.962.052 тысячам тенге по обменному курсу на дату приобретения).

Дочерняя организация была образована 28 апреля 2001 года как ТОО «КоЖан» в соответствии с законодательством Республики Казахстан. 16 октября 2014 года Дочерняя организация прошла реорганизацию в Акционерное Общество «КоЖан».

Юридический адрес Дочерней организаций: 050040, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Пирогова, 31, 6-ой этаж.

У Дочерней организации имеется филиал в г. Атырау.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством Группы 20 апреля 2016 года.

Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы:

- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1103 по нефтяному месторождению Морское, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1102 по нефтяному месторождению Даулталы, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1104 по нефтяному месторождению Каратал, действующий до 17 февраля 2034 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учётной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчётность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО») в редакции, утверждённой Советом по Международным стандартам финансовой отчётности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определённых важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчётов по таким операциям, и от пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчётную дату, признаются в консолидированном отчёте 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.

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2015 года составлял 339,47 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2015 года (в 2014 году: 182,38 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 14 марта 2016 года составлял 343,32 тенге за 1 доллар США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям МСФО (IAS)

Следующие стандарты и пояснения вступили в силу с 1 января 2015 года:

- «Взносы работников» – поправки к МСФО (IAS) 19 «Пенсионные программы с установленными выплатами»;
- ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов: МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса», МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы», МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»;
- ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов: поправки к МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса», МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости», МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество».

Группа впервые приняла некоторые новые стандарты и поправки к существующим стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начавшихся 1 января 2015 года или после указанной даты.

Характер и эффект каждого нового стандарта или поправок представлены ниже:

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Программы с установленными выплатами: взносы работников»

МСФО (IAS) 19 требует, чтобы при учёте программ с установленными выплатами организация принимала во внимание взносы со стороны работников и третьих лиц. Если взносы связаны с оказанием услуг, они должны относиться на периоды оказания услуг в качестве отрицательного вознаграждения. Данные поправки разъясняют, что, если сумма взносов не зависит от количества лет оказания услуг, организация может признавать такие взносы в качестве уменьшения стоимости услуг в периоде, в котором услуги были предоставлены, вместо того, чтобы относить взносы на сроки оказания услуг. Эта поправка вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 июля 2014 года или после этой даты. Эта поправка не применима к деятельности Группы, так как ни одна из организаций Группы не имеет программ с установленными выплатами, предусматривающими взносы со стороны работников или третьих лиц.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов

За исключением поправки, относящейся к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях», которое применяется к платежам, основанным на акциях, с датой предоставления 1 июля 2014 года или после этой даты, все остальные поправки вступают в силу для отчётных периодов, начинающихся с 1 июля 2014 года или после этой даты. Группа применила следующие поправки впервые в данной консолидированной финансовой отчётности:

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что все соглашения об условном возмещении, классифицированные как обязательства (или активы), возникшие в результате объединения бизнеса, должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости через прибыль или убыток, независимо оттого, относятся они к сфере применения МСФО (IAS) 39 или нет. Эта поправка соответствует текущей учётной политике Группы и, таким образом, не оказала влияния на неё.

МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы»

Поправка применяется ретроспективно и поясняет в МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, что актив может быть переоценён с учётом наблюдаемых данных либо путём корректировки валовой балансовой стоимости актива до рыночной стоимости, либо путём определения рыночной стоимости, соответствующей балансовой стоимости актива и пропорциональной корректировки валовой балансовой стоимости таким образом, чтобы конечная балансовая стоимость равнялась рыночной стоимости. Кроме этого поясняется, что накопленная амортизация – это разница между валовой и балансовой стоимостью актива. Эта поправка не применяется к Группе.

**ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)**

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям МСФО (IAS)
(продолжение)***Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов (продолжение)**МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах»*

Поправка применяется ретроспективно и разъясняет, что управляющая компания (организация, которая предоставляет услуги ключевого управленческого персонала) является связанной стороной, в отношении которой применяются требования о раскрытии информации о связанных сторонах. Также организация, пользующаяся услугами управляющей организации, должна раскрывать информацию о расходах на услуги управляющих компаний. Эта поправка не применяется к Группе, так как Группа не пользуется услугами, предоставляемыми управляющими компаниями.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов

Данные поправки вступают в силу для отчётных периодов, начинающихся с 1 июля 2014 года или после этой даты. Группа применила эти усовершенствования в данной консолидированной финансовой отчётности. Они включают:

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

Поправка применяется перспективно и разъясняет исключения из сферы применения МСФО (IFRS) 3:

- к сфере применения МСФО (IFRS) 3 не относятся все соглашения о совместном предпринимательстве, а не только совместные предприятия;
- это исключение из сферы применения применяется только к учёту в финансовой отчётности самих соглашений о совместном предпринимательстве.

Группа не является соглашением о совместном предпринимательстве, поэтому эта поправка не применяется к Группе и её дочерней компании.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что освобождение в МСФО (IFRS) 13, предусматривающее возможность оценки справедливой стоимости на уровне портфеля, может применяться не только к финансовым активам и финансовым обязательствам, но также к другим договорам в сфере применения МСФО (IAS) 39. Группа не применяет освобождение в МСФО (IFRS) 13, предусматривающее возможность оценки справедливой стоимости на уровне портфеля.

МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество»

Описание дополнительных услуг в МСФО (IAS) 40 определяет различие между инвестиционным имуществом и имуществом, занимаемым владельцем (т.е. основными средствами). Поправка применяется перспективно и разъясняет, что МСФО (IFRS) 3, а не описание дополнительных услуг в МСФО (IAS) 40, применяется для определения того, является ли операция покупкой актива или объединением бизнеса. В предыдущих периодах при определении того, является ли операция приобретением актива или приобретением бизнеса Группа руководствовалась МСФО (IFRS) 3, а не МСФО (IAS) 40. Таким образом, данная поправка не повлияла на финансовую отчётность или учётную политику Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», которая заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три части проекта по учёту финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт хеджирования. МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. За исключением учёта хеджирования стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Требования в отношении учёта хеджирования, главным образом, применяются перспективно, с некоторыми ограниченными исключениями.

Группа планирует начать применение нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В 2015 году Группа осуществила общую оценку влияния всех трёх частей МСФО (IFRS) 9. Эта предварительная оценка основывается на информации, доступной в настоящее время, и может быть изменена вследствие более детального анализа или получения дополнительной обоснованной и подтверждаемой информации, которая станет доступной для Группы в будущем. В целом, Группа не ожидает значительного влияния новых требований на свой отчёт о финансовом положении и собственный капитал.

МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»

МСФО (IFRS) 14 является необязательным стандартом, который разрешает организациям, деятельность которых подлежит тарифному регулированию, продолжать применять большинство применявшихся ими действующих принципов учётной политики в отношении остатков по счетам отложенных тарифных разниц после первого применения МСФО. Организации, применяющие МСФО (IFRS) 14, должны представить счета отложенных тарифных разниц отдельными строками в отчёте о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в отчёте о прибыли или убытке и ПСД. Стандарт требует раскрытия информации о характере тарифного регулирования и связанных с ним рисках, а также о влиянии такого регулирования на финансовую отчётность организации. МСФО (IFRS) 14 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты. Поскольку Группа уже подготавливает отчётность по МСФО, данный стандарт не применим к её финансовой отчётности.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года и предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признаётся в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. После того, как Совет по МСФО закончит работу над поправками, которые отложат дату вступления в силу на один год, для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение, при этом допускается досрочное применение. Группа планирует использовать вариант полного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В 2015 году Группа провела предварительную оценку последствий применения МСФО (IFRS) 15, результаты которой могут быть пересмотрены по итогам продолжающегося более детального анализа. Кроме этого, Группа принимает во внимание пояснения, выпущенные Советом по МСФО в рамках предварительного варианта документа в июле 2015 года, и будет отслеживать изменения в будущем. Группа не ожидает значительного влияния на её финансовую отчётность в результате применения нового стандарта к учёту выручки от оказания данных услуг.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

Поправки к МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность» – «Учёт приобретений долей участия в совместных операциях»

Поправки к МСФО (IFRS) 11 требуют, чтобы участник совместных операций учитывал приобретение доли участия в совместной операции, деятельность которой представляет собой бизнес, согласно соответствующим принципам МСФО (IFRS) 3 для учёта объединений бизнеса. Поправки также разъясняют, что ранее имевшиеся доли участия в совместной операции не переоцениваются при приобретении дополнительной доли участия в той же совместной операции, если сохраняется совместный контроль. Кроме того, в МСФО (IFRS) 11 было включено исключение из сферы применения, согласно которому данные поправки не применяются, если стороны, осуществляющие совместный контроль (включая отчитывающуюся компанию), находятся под общим контролем одной и той же конечной контролирующей стороны.

Поправки применяются как в отношении приобретения первоначальной доли участия в совместной операции, так и в отношении приобретения дополнительных долей в той же совместной операции и вступают в силу на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 «Разъяснение допустимых методов амортизации»

Поправки разъясняют принципы МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, которые заключаются в том, что выручка отражает структуру экономических выгод, которые генерируются в результате деятельности бизнеса (частью которого является актив), а не экономические выгоды, которые потребляются в рамках использования актива. В результате основанный на выручке метод не может использоваться для амортизации основных средств и может использоваться только в редких случаях для амортизации нематериальных активов. Поправки применяются на перспективной основе в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих долгосрочных активов.

Поправки к МСФО (IAS) 27 «Метод долевого участия в отдельной финансовой отчётности»

Поправки разрешают компаниям использовать метод долевого участия для учёта инвестиций в дочерние компании, совместные предприятия и зависимые компании в отдельной финансовой отчётности.

Компании, которые уже применяют МСФО и принимают решение о переходе на метод долевого участия в своей отдельной финансовой отчётности, должны будут применять это изменение ретроспективно.

Компании, впервые применяющие МСФО и принимающие решение об использовании метода долевого участия в своей отдельной финансовой отчётности, обязаны применять этот метод с даты перехода на МСФО. Поправки вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием»

Поправки рассматривают противоречие между МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28, в части учёта потери контроля над дочерней организацией, которая продается зависимой организации или совместному предприятию или вносятся в них. Поправки разъясняют, что прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, представляющих собой бизнес согласно определению в МСФО (IFRS) 3, в сделке между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием, признаются в полном объеме. Однако прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, не представляющих собой бизнес, признаются только в пределах долей участия, имеющихся у иных, чем организация инвесторов в зависимой организации или совместном предприятии. Данные поправки применяются перспективно и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов

Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года. Документ включает в себя следующие поправки:

МСФО (IFRS) 5 «Долгосрочные активы, предназначенные для продажи, и прекращённая деятельность»

Выбытие активов (или выбывающих групп) осуществляется, как правило, посредством продажи либо распределения собственникам. Поправка разъясняет, что переход от одного метода выбытия к другому должен считаться не новым планом по выбытию, а продолжением первоначального плана. Таким образом, применение требований МСФО (IFRS) 5 не прерывается. Данная поправка должна применяться перспективно.

МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»

(i) Договоры на обслуживание

Поправка разъясняет, что договор на обслуживание, предусматривающий уплату вознаграждения, может представлять собой продолжающееся участие в финансовом активе. Для определения необходимости раскрытия информации организация должна оценить характер вознаграждения и соглашения в соответствии с указаниями в отношении продолжающегося участия в МСФО (IFRS) 7. Оценка того, какие договоры на обслуживание представляют собой продолжающееся участие, должна быть проведена ретроспективно. Однако раскрытие информации не требуется для периодов, начинающихся до годового периода, в котором организация впервые применяет данную поправку.

(ii) Применение поправок к МСФО (IFRS) 7 в сокращённой промежуточной финансовой отчётности

Поправка разъясняет, что требования к раскрытию информации о взаимозачёте не применяются к сокращённой промежуточной финансовой отчётности за исключением случаев, когда такая информация представляет собой значительные обновления информации, отражённой в последнем годовом отчёте. Данная поправка должна применяться ретроспективно.

МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам»

Поправка разъясняет, что развитость рынка высококачественных корпоративных облигаций оценивается на основании валюты, в которой облигация деноминирована, а не страны, в которой облигация выпущена. При отсутствии развитого рынка высококачественных корпоративных облигаций, деноминированных в определённой валюте, необходимо использовать ставки по государственным облигациям. Данная поправка должна применяться перспективно.

МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

Поправка разъясняет, что информация за промежуточный период должна быть раскрыта либо в промежуточной финансовой отчётности, либо в другом месте промежуточного финансового отчёта (например, в комментариях руководства или в отчёте об оценке рисков) с указанием соответствующих перекрестных ссылок в промежуточной финансовой отчётности. Прочая информация в промежуточном финансовом отчёте должна быть доступна для пользователей на тех же условиях и в те же сроки, что и промежуточная финансовая отчётность. Данная поправка должна применяться ретроспективно.

Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов (продолжение)

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Инициатива в сфере раскрытия информации»

Поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчётности» скорее разъясняют, а не значительно изменяют, существующие требования МСФО (IAS) 1. Поправки разъясняют следующее:

- Требования к существенности МСФО (IAS) 1.
- Отдельные статьи в отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД и в отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы.
- У организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности.
- Доля ПСД зависимых организаций и совместных предприятий, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии реклассифицированы в состав прибыли или убытка.

Кроме этого, поправки разъясняют требования, которые применяются при представлении дополнительных промежуточных итоговых сумм в отчёте о финансовом положении и отчёте(ах) о прибыли или убытке и ПСД. Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 28 «Инвестиционные организации: применение исключения из требования о консолидации»

Поправки рассматривают вопросы, которые возникли при применении исключения в отношении инвестиционных организаций согласно МСФО (IFRS) 10. Поправки к МСФО (IFRS) 10 разъясняют, что исключение из требования о представлении консолидированной финансовой отчётности применяется и к материнской организации, которая является дочерней организацией инвестиционной организации, оценивающей свои дочерние организации по справедливой стоимости. Кроме этого, поправки к МСФО (IFRS) 10 разъясняют, что консолидации подлежит только такая дочерняя организация инвестиционной организации, которая сама не является инвестиционной организацией и оказывает инвестиционной организации вспомогательные услуги. Все прочие дочерние организации инвестиционной организации оцениваются по справедливой стоимости. Поправки к МСФО (IAS) 28 позволяют инвестору при применении метода долевого участия сохранить оценку по справедливой стоимости, применённую его зависимой организацией или совместным предприятием, являющимися инвестиционной организацией, к своим собственным долям участия в дочерних организациях.

Эти поправки должны применяться ретроспективно и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Группы.

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность включает финансовые отчётности Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2015 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с её изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с её изменением;
- наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиций.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации (продолжение)

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трёх компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Финансовая отчётность дочерних организаций подготовлена за тот же отчётный период, что и отчётность материнской компании на основе последовательного применения учётной политики для всех компаний

Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвилла), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признаёт возникшие прибыли или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

Объединение бизнеса и гудвилл

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного возмещения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтролирующих долей участия в приобретаемой организации. Для каждого объединения бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтролирующие доли участия в приобретаемой организации: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой организации. Затраты, связанные с приобретением, относятся на расходы по мере возникновения и включаются в административные расходы.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует и обозначает приобретённые 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 организацией встроенных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса на дату приобретения справедливая стоимость ранее принадлежавшей покупателю доли участия в приобретаемой организации переоценивается по её 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. Условное вознаграждение, классифицируемое как актив или обязательство, являющееся финансовым инструментом, в рамках МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение ПСД. Если условное вознаграждение не подпадает под требования МСФО (IAS) 39, оно оценивается согласно соответствующего МСФО. Условное вознаграждение, классифицируемое как капитал, не переоценивается, и последующее урегулирование учитывается в составе капитала.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного возмещения и признанных неконтролирующих долей участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретённых Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретённых чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретённых активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретённых активов, прибыль признаётся в промежуточном консолидированном отчёте о совокупном доходе.

После первоначального признания гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретённого при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, 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 гудвилл составляет часть единицы, генерирующей денежные средства, и часть этой единицы выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от её выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части единицы, генерирующей денежные средства.

Финансовые инструменты

Финансовые активы и финансовые обязательства признаются, когда Группа становится участником соответствующего договора по инструменту.

Финансовые активы и финансовые обязательства первоначально учитываются по справедливой стоимости. Затраты по сделке, непосредственно связанные с приобретением или выпуском финансового актива или финансового обязательства (кроме финансовых активов и финансовых обязательств, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки), добавляются к или вычитаются из справедливой стоимости финансовых активов или финансовых обязательств, где необходимо, при первоначальном признании. Затраты по сделке, непосредственно связанные с приобретением финансовых активов или финансовых обязательств, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки, признаются в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Финансовые активы

Финансовые активы классифицируются по следующим отдельным категориям: финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки (далее – «ОССЧПУ»); инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; и займы и дебиторская задолженность. Классификация зависит от характера и цели финансовых инструментов и определяется в момент первоначального признания. Признание и прекращение признания купли-продажи финансовых активов происходит на дату сделки, когда купля-продажа активов производится согласно условиям контракта, обуславливающего предоставление инвестиций в течение сроков, установленных на конкретном рынке.

Метод эффективной процентной ставки

Метод эффективной процентной ставки это метод расчёта амортизированной стоимости долгового финансового инструмента и распределения процентных доходов в течение соответствующего периода. Эффективная процентная ставка – это ставка, которая точно дисконтирует предполагаемые будущие денежные потоки (включая все полученные или выплачиваемые вознаграждения, образующие неотъемлемую часть эффективной процентной ставки, расходы по сделке и прочие премии и скидки) на протяжении ожидаемого срока финансового инструмента или, если применимо, более короткого срока, до чистой балансовой стоимости первоначального признания.

Доход признаётся по методу эффективной процентной ставки по всем долговым инструментам, за исключением тех, которые классифицированы как ОССЧПУ.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Займы и дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность, займы и прочая дебиторская задолженность с фиксированными или определяемыми платежами, которая не торгуется на активном рынке, классифицируется как займы или дебиторская задолженность. Займы и дебиторская задолженность измеряются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки за минусом резерва по сомнительной задолженности. Резерв создается когда имеются объективные причины, что Группа не сможет получить все суммы задолженности в соответствии с первоначальными условиями дебиторской задолженности. Процентный доход признаётся с использованием метода эффективной процентной ставки, за исключением краткосрочной дебиторской задолженности в случае несущественности суммы процентного дохода.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства включают в себя деньги в кассе и на текущих банковских счетах. Денежные эквиваленты представлены краткосрочными инвестициями, легко конвертируемыми в определённые суммы наличных денег, которые подвержены незначительному риску изменения стоимости. Денежные эквиваленты включают краткосрочные банковские депозиты с первоначальным сроком погашения не более трёх месяцев. Стоимость этих активов на отчётную дату приблизительно равна их справедливой стоимости.

Обесценение финансовых активов

В конце каждого отчётного периода финансовые активы, кроме финансовых активов ОССЧПУ, оцениваются на признаки обесценения. Финансовые активы обесцениваются, когда есть объективное свидетельство того, что в результате одного или более событий, которые имели место после первоначального признания финансового актива, было оказано влияние на предполагаемое будущее движение денег по инвестиции.

Для финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, сумма признаваемого убытка от обесценения представляет собой разницу между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью будущих потоков денежных средств, дисконтированных по первоначальной эффективной процентной ставке данного финансового актива.

Для финансовых активов, учитываемых по себестоимости, сумма убытков от обесценения представляет собой разницу между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью предполагаемых будущих потоков денежных средств, дисконтированных по текущей рыночной ставке дохода для подобного финансового актива. Такое обесценение не сторнируется в последующих периодах.

Балансовая стоимость финансового актива уменьшается на убыток от обесценения непосредственно по всем финансовым активам, за исключением торговой дебиторской задолженности, когда балансовая стоимость уменьшается через использование резерва. Когда торговая дебиторская задолженность не может быть получена, она списывается за счёт резерва. Последующее возмещение ранее списанных сумм кредитуется против резерва. Изменения в балансовой стоимости резерва признаются в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Для финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, если в последующем периоде сумма убытка от обесценения уменьшается и уменьшение может быть объективно связано с событием, имеющим место после признания обесценения, ранее признанный убыток от обесценения сторнируется через прибыль или убытки в той мере, в какой балансовая стоимость инвестиции на дату сторнирования обесценения не превышает сумму, которую бы составляла амортизированная стоимость, если бы обесценение не было признано.

Прекращение признания финансовых активов

Группа прекращает учёт финансового актива только, когда истекают контрактные права на получение денежных потоков по активу или, когда Группа передает финансовый актив и все существенные риски и выгоды от владения активом другой компании. Если Группа не передает и не удерживает в основном все риски и выгоды от владения и продолжает контролировать переданный актив, то Группа признаёт свое оставшееся долевое участие в активе и связанное с ним обязательство на суммы, которые ей, возможно, придется выплачивать. Если Группа в основном удерживает все риски и выгоды от владения переданным финансовым активом, Группа продолжает учёт финансового актива, а также учитывает средства от обеспеченных займов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства

Финансовые обязательства классифицируются либо как финансовые обязательства, отражаемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки (далее – «ОССЧПУ»), либо как прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства, учитываемые как ОССЧПУ

Финансовые обязательства, учитываемые как ОССЧПУ, признаются по справедливой стоимости, при этом все прибыли или убытки, возникающие при переоценке, признаются в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Прочие финансовые обязательства

Прочие финансовые обязательства впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Банковские ссуды и небанковские займы

Ссуды и займы первоначально учитываются по справедливой стоимости полученных средств, за вычетом затрат, непосредственно связанных с их выдачей. После первоначального признания все ссуды и займы учитываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность оцениваются по стоимости, являющейся справедливой стоимостью вознаграждения, которое будет выплачено в будущем за полученные товары и услуги.

Метод эффективной процентной ставки это метод расчёта амортизированной стоимости финансового обязательства и распределения процентных расходов в течение соответствующего периода. Эффективная процентная ставка – это ставка, которая точно дисконтирует предполагаемые будущие денежные выплаты (включая все полученные или выплачиваемые вознаграждения, образующие неотъемлемую часть эффективной процентной ставки, расходы по сделке и прочие премии и скидки) на протяжении ожидаемого срока финансового обязательства или (если применимо) более короткого срока, до чистой балансовой стоимости первоначального признания.

Прекращение признания финансового обязательства

Группа прекращает учёт финансовых обязательств тогда и только тогда, когда обязательства погашены, аннулированы или их срок истёк. Разница между балансовой стоимостью финансового обязательства и вознаграждения к оплате или к получению признаётся в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Нефтегазовые активы

При первоначальном признании на дату приобретения нефтегазовые активы Группы, которые поддаются достоверной оценке, признаются по справедливой стоимости за вычетом накопленного впоследствии износа и накопленных впоследствии убытков от обесценения.

Нефтегазовые активы учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа. Группа использует метод успешных усилий для учёта нефтегазовых активов, при этом приобретения активов, продуктивные разведочные скважины, все затраты по разработке (включая разработку непродуктивных скважин), вспомогательное оборудование и лицензии на разведку при приобретении капитализируются. Непродуктивные разведочные скважины относятся на расходы в момент, когда определяется, что скважины или другая разведочная деятельность непродуктивны. Производственные затраты, накладные расходы и все затраты на разведку, кроме разведочного бурения, относятся на расходы в момент их возникновения. Износ и истощение затрат, связанных с нефтегазовыми активами, рассчитываются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов для активов, сроки полезного использования которых одинаковы со сроком полезной эксплуатации месторождения, и прямолинейного метода для активов, сроки полезного использования которых меньше чем срок полезной эксплуатации месторождения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

Группа после даты приобретения в отчёте о совокупном доходе отражает амортизационные расходы, относящиеся к амортизируемым активам приобретённых компаний, основанные на значениях справедливой стоимости этих активов на дату приобретения.

Права на недропользование признаются Группой при объединении предприятий, так как они отвечают определению нематериального актива, и их справедливая стоимость достоверно оценена. Так как права на недропользование были признаны Компанией при приобретении компаний, себестоимость этих прав равна их справедливой стоимости на дату приобретения. Износ этих нематериальных активов рассчитывается с использованием производственного метода на основе общих доказанных запасов.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный/непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

Основные средства

Основные средства, не связанные с разведкой и добычей нефти и газа, учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа. Износ данных активов рассчитывается с использованием прямолинейного метода следующим образом:

Здания и сооружения	10-50 лет
Машины и оборудования	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочие основные средства	4-23 лет

Расходы по замене компонента основных средств, который учитывается отдельно, капитализируются, в то время как стоимость на отчётную дату заменяемого компонента списывается на расходы за вычетом доходов от реализации данного компонента. Прочие последующие расходы капитализируются, только когда они увеличивают будущие экономические выгоды, заключённые в объекте основных средств. Все прочие расходы признаются в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе как расходы по мере их возникновения.

Доход или расход от реализации или выбытия актива определяется как разница между выручкой от реализации и текущей стоимостью актива и признаётся в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Незавершённое строительство

Незавершённое строительство включает в себя затраты, напрямую связанные со строительством нефтегазовых активов и прочих основных средств, включая соответствующее распределение прямых переменных накладных расходов, понесённых в ходе строительства. Начисление износа по таким активам начинается с того момента, когда активы готовы к предназначенному использованию. Текущая стоимость незавершённого строительства регулярно пересматривается на предмет её справедливого отражения и необходимости признания убытков от обесценения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение долгосрочных активов (нефтегазовые активы, основные средства и незавершённое строительство)

На каждую отчётную дату Группа оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости долгосрочных активов. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка на предмет возможного снижения возмещаемой стоимости активов (если таковое имеет место). При невозможности оценки возмещаемой стоимости для отдельно взятого актива, Группа определяет возмещаемую стоимость группы активов, генерирующей денежные средства, к которой принадлежит актив.

Возмещаемая стоимость рассчитывается по наибольшему значению из справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже и стоимости использования. При оценке стоимости использования оцененные будущие потоки денежных средств дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до вычета налогов, отражающей текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфичные для актива, по которому не корректировались оцененные будущие потоки денежных средств.

Если возмещаемая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) меньше его текущей стоимости, текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) уменьшается до величины возмещаемой стоимости актива.

Убыток от обесценения немедленно признаётся в качестве расхода, за исключением случаев, когда соответствующий актив (земля, здания, кроме инвестиционной недвижимости, или оборудование) учитывался по переоцененной стоимости. В этом случае убыток от обесценения отражается как уменьшение соответствующего фонда по переоценке. При последующем сторнировании убытка от обесценения текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы, но таким образом, чтобы увеличенная текущая стоимость не превышала его первоначальной текущей стоимости, определённой при непризнании убытка от обесценения по активу (или по группе активов, генерирующей денежные средства) в предыдущие годы. Сторнирование убытка от обесценения немедленно признаётся как доход.

Товарно-материальные запасы

Запасы сырой нефти и товарно-материальные запасы, используемые в добыче сырой нефти, отражаются по наименьшей из себестоимости, определяемой по средневзвешенному методу, и чистой стоимости реализации. Себестоимость включает прямые затраты на материалы, таможенные сборы, транспортные расходы и стоимость погрузочно-разгрузочных работ. Чистая стоимость реализации основана на оценке возможной стоимости реализации за вычетом всех предполагаемых затрат, связанных с завершением, маркетингом, реализацией и доставкой.

Налог на прибыль

Расходы по подоходному налогу представляют собой сумму текущих налогов к уплате и отсроченного налога.

Текущий налог

Текущий налог к уплате основан на сумме налогооблагаемой прибыли за год. Налогооблагаемая прибыль отличается от прибыли, отражённой в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, поскольку она исключает статьи доходов или расходов, которые облагаются налогом или подлежат вычету в другие годы и, кроме того, исключает статьи, которые никогда не облагаются налогом и не подлежат вычету. Обязательство Компании по текущему налогу рассчитывается с использованием налоговых ставок, которые были введены официально или по существу на дату составления финансовой отчётности.

Налог на сверхприбыль

В соответствии с Контрактом на недропользование Группа облагается налогом на сверхприбыль. Объектом обложения налогом на сверхприбыль согласно налоговому кодексу Республики Казахстан является часть чистого дохода Группа, определённого для целей исчисления налога на сверхприбыль по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25% от суммы вычетов Группы для целей исчисления налога на сверхприбыль. Чистый доход для целей исчисления налога на сверхприбыль определяется как разница между налогооблагаемым доходом для целей исчисления налога на сверхприбыль, и корпоративным подоходным налогом по контракту на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 160.230 тенге в месяц в 2015 году (2014 год: 149.745 тенге в месяц) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Эти суммы относятся на расходы в момент их возникновения. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по заработной плате в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Социальные обязательства

Группа заключила со своими работниками коллективный договор. В соответствии с условиями данного договора Группа обязана производить определённые социальные платежи работникам, сумма которых может варьироваться из года в год. В финансовой отчётности не создавался резерв по этим обязательствам, так как руководство Группы не может достоверно оценить сумму расходов по будущим социальным платежам. Такие расходы, если имеют место, будут отражены на момент оплаты.

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения в основном относятся к консервации и ликвидации скважин и аналогичной деятельности, связанной с нефтегазовыми активами, включая восстановление месторождения. Руководство провело оценку обязательства по этим затратам с достаточной точностью на основе внутренних инженерных оценок, текущих установленных требований по нефтегазовой деятельности и отраслевой практики. Группы признала оцененную справедливую стоимость данных обязательств. Эти оцененные затраты были учтены как увеличение стоимости нефтегазовых активов с соответствующим увеличением резервов по обязательствам по ликвидации и восстановлению месторождения. Износ нефтегазовых активов, связанный с обязательством по ликвидации и восстановлению месторождения, начисляется по производственному методу. Расходы по приросту в результате изменений в обязательствах по прошествии времени, применяя метод процентной ставки распределения к сумме обязательств, учитываются в составе прочих расходов.

Группы проводит регулярную оценку достаточности обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в свете текущего законодательства и положений, с соответствующими корректировками по мере необходимости.

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

Группа признала обязательства по вложениям в социальную инфраструктуру города Атырау, Республика Казахстан, согласно условиям Контрактов на недропользование. Текущая часть данных обязательств учтена по стоимости, указанной в Контрактах на недропользование, которая, по мнению руководства, приближена к их справедливой стоимости. Долгосрочная часть отражается по чистой текущей стоимости. Обязательства относятся на расходы в момент их первоначального признания.

Обязательства по возмещению исторических затрат

Группа обязана возместить определённые исторические затраты, понесённые Правительством по Контракту на недропользование. По состоянию на дату консолидированной финансовой отчётности, обязательство представляется по справедливой стоимости, рассчитанной путём дисконтирования будущих выплат денежных средств по эффективной процентной ставке. Расходы по приросту обязательств с течением времени, с применением метода процентного распределения на сумму обязательства, отражаются в составе финансовых расходов. Платежи по возмещению исторических затрат уплачиваются Группой в бюджет в соответствии с налоговым кодексом Республики Казахстан.

Резервы

Резервы начисляются при наличии у Группы обязательства, определяемого или подразумеваемого нормами законодательства, возникшего в результате прошлых событий, при наличии вероятности того, что для его погашения потребуются выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды, причем размер таких обязательств может быть оценён с достаточной степенью точности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражаются по номинальной стоимости.

Займы

Займы оцениваются при первоначальном признании по справедливой стоимости за вычетом понесённых расходов по сделке. Впоследствии займы оцениваются по амортизированной стоимости; разницы между вырученными средствами (за вычетом расходов по сделке) и выкупной стоимостью признаётся в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе в течение срока займа с использованием метода эффективной процентной ставки. Займы классифицируются как текущие обязательства за исключением случаев, когда у Группы есть безусловное право отложить погашение обязательства на срок свыше 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам списываются на расходы в том периоде, в котором они были понесены.

Признание дохода

Группа реализует нефть в соответствии с краткосрочными соглашениями по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Обычно моментом перехода права собственности и признания доходов является тот момент, когда нефть физически загружена на борт судна или выгружена с судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий.

В контрактах Группы на реализацию нефти указывается максимальное количество нефти, которое должно быть поставлено в течение определённого периода времени. Доходы от продажи нефтепродуктов признаются при переходе права собственности и рисков потерь либо в пункте доставки, либо в пункте получения, в зависимости от условий договора.

Операции с акционерами

Прибыли и убытки от операций с акционерами или сторонами, связанными с акционерами и действующие от имени акционеров, признаются в составе капитала.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка финансовой отчётности предполагает использование руководством Группы оценок и предположений, которые оказывают влияние на приводимые в отчётности суммы активов и обязательств, раскрытие условных активов и обязательств на дату финансовой отчётности и приводимые в отчётности активы, обязательства, доходы и расходы, а также раскрытие условных активов и обязательств в течение отчётного периода. Оценки и допущения постоянно анализируются и основываются на опыте руководства и других факторов, включая ожидания будущих событий, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. Неопределённость в отношении этих допущений и оценок может привести к результатам, которые требуют существенной корректировки балансовой стоимости активов или обязательств, затронутых в будущих периодах.

В частности, Группа определила следующие области, где требуются значительные суждения, оценки и допущения. Более подробную информацию о каждой из этих областей и как они влияют на различные принципы учётной политики, описаны ниже, а также в соответствующих примечаниях к финансовой отчётности.

Изменения в оценке учитываются перспективно.

Сроки полезной службы основных средств

Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого отчётного периода и, если ожидаемые результаты отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в учётных оценках в соответствии с МСФО 8 «Учётная политика, изменения в расчётных бухгалтерских оценках и ошибки».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Возмещаемость нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и/или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведённой стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

Деятельность Группы регулируется различными законами и положениями по защите окружающей среды. Группа оценивает резерв по обязательствам по ликвидации и восстановлению месторождения на основе понимания руководством текущих законодательных требований в различных юрисдикциях, условий лицензионных соглашений и внутренних технических оценок. Группа пересматривает резервы по ликвидации и восстановлению месторождения на каждую отчётную дату и производит их корректировку для отражения наилучшей оценки на данный момент в соответствии с КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению и иным аналогичных обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

Большая часть данных обязательств отсрочена до окончания полезной службы нефтегазовых скважин (месторождения) и, в дополнение к неопределённостям в законодательных требованиях, на оценку Группы могут влиять изменения в технологиях ликвидации активов, затратах и отраслевая практика производства данных работ.

Резерв признаётся в момент появления обязательства, на основе чистой текущей стоимости затрат по восстановлению участка. Фактические затраты, понесённые в будущих периодах, могут существенно отличаться от оценённых затрат. Кроме того, на стоимость данного резерва, на отчётную дату могут влиять будущие изменения в законах и положениях по защите окружающей среды, оценках сроков полезного использования скважин и ставках дисконтирования.

Налогообложение

Группа является объектом налогообложения в Республике Казахстан, в частности в сфере применения закона о трансфертном ценообразовании. Определение суммы налогов к уплате является предметом субъективного суждения в связи с непоследовательным применением, толкованием и исполнением налогового законодательства. Группа признаёт обязательства по налогам, которые могут возникнуть в результате налоговых проверок, на основе оценки потенциальных дополнительных налоговых обязательств. В случае если итоговый результат подобных вопросов будет отличаться от отражённых сумм, данная разница может оказать влияние на суммы подоходного налога, налоги кроме подоходного налога и резервы по отсроченным налогам в том периоде, в котором она будет выявлена.

Группа использует субъективные суждения в классификации между временными и постоянными разницами между текущими суммами активов и обязательств, представленными в финансовой отчётности, и отчётах, подготовленных для целей налогового учёта.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счёте, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Группа использует оценку всех доказанных запасов нефти при расчёте расходов по амортизации прав на недропользование, тогда как оценка доказанных разработанных запасов нефти используется для расчёта расходов по амортизации оставшихся нефтегазовых активов.

Самая последняя оценка запасов нефти осуществлялась 31 декабря 2015 года независимой компанией Geo Jade Petroleum Research Institute.

Условные активы и обязательства

Характер условных активов и обязательств предполагает, что они будут реализованы только при возникновении или отсутствии одного или более будущих событий. Оценка таких условных активов и обязательств неотъемлемо связана с применением значительной доли субъективного суждения и оценок результатов будущих событий.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный/непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ БИЗНЕСА

12 августа 2015 года Группа приобрела 100% акций АО «КоЖан» за денежное вознаграждение в размере 340.495.300 долларов США (эквивалентно 63.962.052 тысячам тенге по обменному курсу на дату приобретения).

Активы и обязательства Дочерней организации на основании распределения стоимости приобретения на справедливую стоимость идентифицируемых чистых активов на 12 августа 2015 года, непосредственно перед приобретением представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Активы		
Нефтегазовые активы и права на недропользования	6	76.086.886
Незавершенное строительство	8	3.996.430
Основные средства	7	214.515
Разведочные и оценочные активы	9	1.416.375
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		144.137
Прочие краткосрочные активы		2.240.052
Денежные средства и их эквиваленты		332.038
Денежные средства ограниченные в использовании		152.765
Итого активы		84.583.198
Обязательства		
Отложенные налоговые обязательства	20	(17.058.246)
Прочие обязательства		(2.212.004)
Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений	19	(359.494)
Обязательства по историческим затратам	21	(721.536)
Обязательства по социальной инфраструктуре	21	(269.866)
Итого обязательства		(20.621.146)
Итого идентифицируемые чистые активы, оцененные по справедливой стоимости		63.962.052
Гудвилл, возникший при приобретении		–
Переданное вознаграждение		63.962.052
Потоки денежных средств при приобретении		
Чистые денежные средства, приобретённые с дочерней организацией		332.038
Уплаченная сумма денежных средств		(63.962.052)
Чистые денежные потоки при приобретении		(63.630.014)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Права на недрополь- зование	Итого
Первоначальная стоимость			
На 1 января 2014 года	34.790.711	33.396.219	68.186.930
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 19</i>)	80.584	–	80.584
Перевод из незавершённого строительства (<i>Примечание 8</i>)	7.085.745	–	7.085.745
Поступления	54.948	–	54.948
Перевод из основных средств (<i>Примечание 7</i>)	(22.747)	–	(22.747)
Выбытия	(153.417)	–	(153.417)
На 31 декабря 2014 года	41.835.824	33.396.219	75.232.043
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 19</i>)	35.733	–	35.733
Перевод из незавершённого строительства (<i>Примечание 8</i>)	6.442.774	–	6.442.774
Поступление по итогам бизнес объединения (<i>Примечание 5</i>)	7.048.365	69.038.521	76.086.886
Поступление	38.606	–	38.606
Выбытия	(88.430)	–	(88.430)
На 31 декабря 2015 года	55.312.872	102.434.740	157.747.612
Накопленный износ и истощение			
На 1 января 2014 года	(14.509.305)	(19.308.358)	(33.817.663)
Отчисления за год	(2.004.771)	(724.079)	(2.728.850)
Перевод из основных средств (<i>Примечание 7</i>)	4.853	–	4.853
Выбытия износа	101.932	–	101.932
На 31 декабря 2014 года	(16.407.291)	(20.032.437)	(36.439.728)
Отчисления за год	(2.766.372)	(872.416)	(3.638.788)
Выбытия износа	84.899	–	84.899
На 31 декабря 2015 года	(19.088.764)	(20.904.853)	(39.993.617)
Остаточная стоимость			
На 31 декабря 2014 года	25.428.533	13.363.782	38.792.315
На 31 декабря 2015 года	36.224.108	81.529.887	117.753.995

Нефтегазовые активы включают в основном машины и оборудования, передаточные устройства, сооружения, здания, транспортные средства и другие виды нефтегазовых активов для операционной деятельности.

Права на недропользование по месторождениям Кара Арна, Восточная Кокарна и Матин с балансовой стоимостью 33.396.219 тысяч тенге, представляют первоначальный платёж Правительству и поступление Морское, Каратал и Даулеталы от приобретения дочерней организации (*Примечание 1*).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Земля	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные средства	Итого
Первоначальная стоимость						
На 1 января 2014 года	67.299	486.149	103.331	485.697	224.524	1.367.000
Поступления	–	–	–	82.236	36.504	118.740
Перевод из нефтегазовых активов (Примечание 6)	–	–	4.142	–	13.344	17.486
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	–	–	–	22.747	–	22.747
Выбытия	–	–	–	(81.280)	(8.848)	(90.128)
На 31 декабря 2014 года	67.299	486.149	107.473	509.400	265.524	1.435.845
Приобретение дочерней организации (Примечание 5)	–	107.119	81.511	8.360	17.525	214.515
Поступления	–	–	–	–	17.324	17.324
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	–	28	22.506	4.484	16.658	43.676
Выбытия	–	(12.527)	(22.704)	–	(18.535)	(53.766)
На 31 декабря 2015 года	67.299	580.769	188.786	522.244	298.496	1.657.594
Накопленный износ						
На 1 января 2014 года	–	(137.337)	(30.797)	(112.037)	(121.495)	(401.666)
Отчисления за год	–	(11.326)	(22.729)	(50.482)	(31.521)	(116.058)
Перевод из нефтегазовых активов (Примечание 6)	–	–	–	(4.853)	–	(4.853)
Выбытия износа	–	–	–	19.691	6.805	26.496
На 31 декабря 2014 года	–	(148.663)	(53.526)	(147.681)	(146.211)	(496.081)
Отчисления за год	–	(21.596)	(40.457)	(49.785)	(36.599)	(148.437)
Выбытия износа	–	12.527	22.043	–	18.252	52.822
На 31 декабря 2015 года	–	(157.732)	(71.940)	(197.466)	(164.558)	(591.696)
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2014 года	67.299	337.486	53.947	361.719	119.313	939.764
На 31 декабря 2015 года	67.299	423.037	116.846	324.778	133.938	1.065.898

8. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
На 1 января	2.213.786	864.409
Приобретения	2.721.945	8.452.608
Приобретение дочерней организации (Примечание 5)	3.996.430	–
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 6, 7)	(6.486.450)	(7.103.231)
Выбытие	(2.013)	–
На 31 декабря	2.443.698	2.213.786

В течение 2015 года Группой было введено в эксплуатацию 22 скважины на месторождениях Матин, Восточная Кокарна, Кара Арна и Морское.

По состоянию на 31 декабря 2015 года незавершённое строительство включают 7 скважин находящихся на стадии строительства и монтажных работ, с соответствующими оборудованями и материалами, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудованья, станки, трубы, нефтепроводы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

9. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год
На 1 января	–
Приобретения	291.835
Приобретение дочерней организации (Примечание 5)	1.416.375
На 31 декабря	1.708.210

Приобретения по разведочным и оценочным активам в течение 2015 года были представлены затратами по разведочным работам на прилегающей территории к месторождению Матин и выплатой бонуса коммерческого обнаружения.

Поступления от приобретения дочерней организации представляют собой капитализированные затраты по разведочным работам выполненным на месторождении Даулеталы (Примечание 1).

10. ЗАЙМ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЙ

На 31 декабря 2014 года займ предоставленный представляют собой займ выданный компании Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. на сумму 12.070.910 тысяч тенге. Процентная ставка составила LIBOR 3М + 6%. В течение 2015 года займ был полностью погашен и по состоянию на 31 декабря 2015 года сумма остатка предоставленного займа равна нулю.

11. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Сырьё и материалы	933.219	710.439
Готовая продукция – нефть	790.334	683.314
	1.723.553	1.393.753

12. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Торговая дебиторская задолженность	4.134.029	2.315.235
	4.134.029	2.315.235

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченные и не обесценённые	<30 дней	30-90 дней	90-120 дней	>120 дней
2015 год	4.134.029	4.134.029	992.810	3.140.845	–	374
2014 год	2.315.235	–	648	2.312.223	1.977	387

13. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Налог на добавленную стоимость	2.676.168	1.012.313
Прочие	57.242	43.812
	2.733.410	1.056.125

14. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Предоплата за товары и услуги	1.567.691	1.246.631
Предоплата по договорам страхования	130.442	824.726
Тендерная гарантия	2.236.147	–
	3.934.280	2.071.357

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Банковская гарантия	1.278.404	686.709
Банковские депозиты	46.828	7.382
Страхование	–	743.928
Прочие	102.848	28.391
	1.428.080	1.466.410

16. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	6.085.117	337.476
Деньги на счетах в банках, в тенге	843.567	562.561
Деньги в кассе	815	675
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(755.602)	(413.136)
	6.173.897	487.576

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 755.602 тысячи тенге (по состоянию на 31 декабря 2014 года: 413.136 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата, и ставка вознаграждения по которым варьируется от 4% до 9% годовых (в 2014 году: 9% годовых). В соответствии с законодательством Республики Казахстан Группа аккумулирует денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (*Примечание 19*).

17. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Компания осуществила выпуск 15.000 штук и размещение 8.000 штук именных простых акций на сумму 80.000 тысяч тенге (свидетельство о государственной регистрации выпуска ценных бумаг от 28 октября 2010 года за № А5829). В июне 2014 года произошла смена акционеров, в результате чего держателями простых акций Компании являются:

- Компания Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. – 7.600 штук простых акций (95% от общего числа размещённых простых акций).
- Аблазимов Бахаридин Нугманович – 400 штук простых акций (5% от общего числа размещённых простых акций).

В течении 2015 года Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды (2014 год: дивиденды в сумме 17.680.000 тысяч тенге было выплачено).

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, базовая прибыль на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
(Убыток)/чистая прибыль за год	(66.679.035)	16.494.383
(Убыток)/прибыль, использованная для расчёта базовой прибыли на акцию	(66.679.035)	16.494.383
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000
Базовая (убыток)/прибыль на акцию (в тенге)	(8.335)	2.062

4 октября 2010 года Казахстанская Фондовая Биржа («КФБ») утвердила новые листинговые требования, согласно которым Компания должна раскрывать балансовую стоимость акции на дату отчёта.

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Активы, всего	143.951.215	63.284.890
Нематериальные активы	(64.753)	(30.542)
Обязательства, всего	(194.794.901)	(47.449.541)
Итого чистые активы	(50.908.439)	15.804.807
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	(6.363.555)	1.975.601

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)**18. ЗАЙМЫ****ДБ АО Сбербанк России**

23 января 2014 года с ДБ АО «Сбербанк России» был подписан договор об открытии не возобновляемой кредитной линии на сумму 20.000 тысяч долларов США с датой погашения до 23 января 2017 года. Процентная ставка составляет LIBOR 3М + 3,25%.

На основании договора от 31 декабря 2013 года с ОАО «Сбербанк России» в феврале 2014 года Компанией была получена сумма в размере 180.000 тысяч долларов США с датой погашения до 30 декабря 2016 года. Процентная ставка составляет LIBOR 3М + 3,25%.

Согласно условий, указанных в договорах с ДБ АО «Сбербанк России» Компания обязалась предоставить в залог:

- 1) акции Компании в размере 70% от общего количества размещённых простых акций;
- 2) 100% экспортную выручку Компании, поступающей по контракту, заключённому между Компанией и Vitol Central Asia S.A. Швейцария.

В июле 2015 года Группа досрочно погасила все обязательства перед ДБ АО «Сбербанк России» и ОАО «Сбербанк России» посредством получения новых займов от «ДБ Банк Китая».

АО ДБ Банк Китая в Казахстане

22 июля 2015 года Группа заключила два соглашения невозобновляемой кредитной линии с филиалом АО Банк Китая в Казахстане (далее – «Банк»), в целях получения заёмных средств в размере 380.000 и 50.000 тысяч долларов США. В июле и августе 2015 года Группа получила два транша на сумму 180.000 тысяч долларов США (далее – «Первый транш») (эквивалентно 33.741.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств) и 200.000 тысяч долларов США (далее – «Второй транш») (эквивалентно 37.530.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств). Заёмные средства в основном были направлены на приобретение акций АО «КоЖан» и на полное погашение кредитов, предоставленных ОАО «Сбербанком России» и ДБ АО «Сбербанк России».

Согласно условий, указанных в договорах с АО ДБ Банк Китая в Казахстане Компания обязалась предоставить в залог:

1. размещённые простые акции Компании;
2. контракты на недропользование на месторождениях Матин, Восточная Кок-Арна и Кара-Арна.

Дата погашения Первого и Второго траншей 30 июля 2018 года и 10 августа 2022 года, со ставками вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75% и ЛИБОР 3М + 3,60%, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2015 года займы представлены по их справедливой стоимости без каких-либо неамортизированных дисконтов и обеспечены активами Группы в виде прав на недропользование по месторождениям Матен, Восточная Кокарна, Кара Арна и других нефтегазовых активов.

Ковенанты

По состоянию на 31 декабря 2015 года в связи с несоблюдением финансового ковенанта, введенным филиалом АО Банк Китая в Казахстане, вся сумма займа, предоставленного Банком, в размере 121.360.525 тысяч тенге была классифицирована как до востребования. 18 марта 2016 года, Банк отказался признать нарушения ковенанта до 31 декабря 2016 года (*Примечание 37*).

Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.

В июле 2015 года Группе был предоставлен займ в размере 100.000 тысяч долларов США (эквивалентно 18.725.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств) компанией Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. (далее – «Материнская компания») по фиксированной ставке вознаграждения в размере 4% годовых.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. ЗАЙМЫ (продолжение)

Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. (продолжение)

Движение банковского займа за годы, закончившиеся 31 декабря, представлено ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
На 1 января	34.245.784	3.936.655
Дополнительное финансирование	89.996.000	35.466.500
Начисленные вознаграждения (<i>Примечание 31</i>)	3.350.920	1.315.397
Расход от отрицательной курсовой разницы, нетто	74.088.807	1.593.550
Погашения основного долга	(35.338.438)	(6.595.432)
Погашения вознаграждений	(2.239.702)	(1.343.011)
Подходный налог у источника выплаты	(334.583)	(127.875)
На 31 декабря	163.768.788	34.245.784
Краткосрочная часть	(129.821.788)	(8.944.721)
Долгосрочная часть	33.947.000	25.301.063

19. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
На 1 января	1.105.641	915.965
Приобретение дочерней организации (<i>Примечание 5</i>)	359.494	–
Расходы по приросту обязательства с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	85.064	64.118
Дополнительный резерв за год (<i>Примечание 6</i>)	35.733	80.584
Изменения в оценке (<i>Примечание 33</i>)	(8.657)	44.974
На 31 декабря	1.577.275	1.105.641

Предполагаемые будущие затраты на восстановление объектов, связанных с нефтяными операциями основаны на инженерных расчётах ожидаемого метода и объёме участков, подлежащих восстановлению, в соответствии с существующим законодательством, отраслевой практикой и затратами. Руководство Группы оценивает, что большая часть активов будет выводиться из эксплуатации на дату окончания контрактов на добычу углеводородного сырья, раскрытых в *Примечании 1*. Амортизация дисконта, относящаяся к резерву на будущее восстановление участка и ликвидацию скважин, включена в состав финансовых затрат.

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по оставшимся 396 скважинам, пробуренным на месторождениях Группы по состоянию на 31 декабря 2015 года (31 декабря 2014 года: 319 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях.

После применения ставки инфляции, равной 5,5%, и ставки дисконтирования, равной 7%, балансовая стоимость обязательств Компании на 31 декабря 2015 года и 2014 года составляет 1.577.275 тысяч тенге и 1.105.641 тысяча тенге, соответственно.

20. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов, расходы по подоходному налогу составили:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	2.377.722	4.506.660
Расходы по налогу на сверхприбыль	168.991	148.214
Итого расходы по текущему подоходному налогу	2.546.713	4.654.874
Расход/(экономию) по отсроченному корпоративному подоходному налогу	167.610	(65.824)
Расход по отсроченному налогу на сверхприбыль	182.994	597.503
Итого расход по отсроченному подоходному налогу	350.604	531.679
Итого расходы по подоходному налогу	2.897.317	5.186.553

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Отсроченные налоги отражают чистое налоговое влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств, отражённой для целей бухгалтерского и налогового учёта.

Ниже отражено налоговое влияние основных временных разниц, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отсроченному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	Возникнове- ние и сторни- рование временных разниц	2014 год	Возникнове- ние и сторни- рование временных разниц	2013 год
Активы по отсроченному подоходному налогу					
Переносимые убытки	15.492.556	15.464.032	–	–	–
Прочие начисленные обязательства	586.656	91.731	148.526	(12.994)	161.520
Налоги к уплате	389.292	(260.992)	553.327	257.064	296.263
Разведочные и оценочные активы	236.193	9.816	–	–	–
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	209.910	8.663	180.465	50.849	129.616
Курсовая разница по социальным и историческим обязательствам	191.031	71.613	–	–	–
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	39.776	(4.868)	39.776	5.467	34.309
	17.145.414	15.379.995	922.094	300.386	621.708
Минус: резерв по не признанным отложенным налоговым активам	(15.656.888)	(15.537.396)	–	–	–
	1.488.526	(157.401)	922.094	300.386	621.708
Обязательства по отсроченному подоходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(24.422.678)	(193.203)	(6.447.396)	(832.065)	(5.615.331)
	(24.422.678)	(193.203)	(6.447.396)	(832.065)	(5.615.331)
Обязательство по отсроченному налогу, нетто	(22.934.152)	(350.604)	(5.525.302)	(531.679)	(4.993.623)

Ставка подоходного налога в Республике Казахстан, месте пребывания Группы, за периоды, закончившиеся 31 декабря 2015 и 2014 годов составляла 20%. В соответствии с условиями Контракта на недропользование Республики Казахстан, Компания обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

Сальдо отсроченного налога рассчитывается посредством применения ставок подоходного налога, действующих на соответствующие отчётные даты, к временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и суммами, показанными в финансовой отчётности. На 31 декабря 2015 года, согласно применяемому Группой законодательству, срок перенесённых налоговых убытков в целях налогообложения истекает через 10 (десять) лет после того, как убытки были понесены. Следовательно, большая часть перенесённых налоговых убытков Компании, имеющих на 31 декабря 2015 года, истекают в целях налогообложения в 2015-2025 годах.

Отсроченные налоги рассчитываются по ставкам, применимым к тому периоду, в котором актив реализуется или обязательство погашается.

Ниже приведена сверка теоретического подоходного налога по ставке 20% и фактической суммы расходов, учтённых в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
(Убыток)/прибыль до налогообложения	(63.781.718)	21.680.936
Подоходный налог по установленной ставке 20%	(12.756.344)	4.336.187
Корректировки с целью учёта		
Налог на сверхприбыль	351.985	745.717
Изменение непризнанного отложенного налогового актива	15.537.396	–
Невычитаемые расходы	(235.720)	104.649
Расходы по подоходному налогу	2.897.317	5.186.553

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто		
По состоянию на 1 января	5.525.302	4.993.623
Отложенное налоговое обязательство за период	350.604	531.679
Отложенное налоговое обязательство по результатам приобретения дочерней организации (Примечание 5)	17.058.246	–
По состоянию на 31 декабря	22.934.152	5.525.302

21. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

По состоянию на 31 декабря 2015 года прочие долгосрочные обязательства были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Обязательства по историческим затратам	1.650.717	484.803
Обязательства по социальной инфраструктуре	613.793	58.692
Долгосрочные гарантийные обязательства	16.335	–
	2.280.845	543.495

Движение обязательств по социальной инфраструктуре и обязательствам по историческим затратам в течение 2015 и 2014 годов:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной инфраструктуре	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2014 года	54.940	554.120	609.060
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 31)	5.131	48.294	53.425
Реклассификация на краткосрочную часть	(10.102)	(139.548)	(149.650)
Расход от курсовой разницы	8.723	21.937	30.660
На 31 декабря 2014 года	58.692	484.803	543.495
Приобретение дочерней организации (Примечание 5)	269.866	721.536	991.402
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 31)	34.902	82.950	117.852
Изменение в оценке (Примечание 33)	33.281	16.701	49.982
Расход от курсовой разницы, нетто	261.284	677.603	938.887
	658.025	1.983.593	2.641.618
Реклассификация на краткосрочную часть	(44.232)	(332.876)	(377.108)
На 31 декабря 2015 года	613.793	1.650.717	2.264.510

Группа имеет обязательство по возмещению определённых исторических затрат, понесённых Правительством Республики Казахстан (далее – «Правительство»), в соответствии с условиями контрактов на недропользование по месторождениям Восточная Кокарна, Матин, Морское, Каратал и Даулеталы.

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа имеет обязательство выплачивать определённые в Контрактах на недропользование суммы на поддержку социальной инфраструктуры Атырауского региона. На 31 декабря 2015 года данные обязательства деноминированы в долларах США и основаны на тех же допущениях, использованных для оценки обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 19).

22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
В тенге	747.739	2.855.366
В долларах США	505.952	305.357
В российских рублях	66.938	25.921
	1.320.629	3.186.644

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. ПОДОХОДНЫЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

Обязательства по корпоративному подоходному налогу к уплате по состоянию на 31 декабря представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Корпоративный подоходный налог	315.643	267.931
Налог на сверхприбыль	142.603	128.481
	458.246	396.412

24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

Обязательства по прочим налогам к уплате по состоянию на 31 декабря представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Рентный налог	834.948	1.562.392
Налог на добычу полезных ископаемых	590.379	472.433
Социальный налог	27.819	25.356
Подоходный налог у источника выплаты	24.762	26.101
Прочие налоги	80.376	33.631
	1.558.284	2.119.913

25. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Обязательства по историческим затратам и социальной инфраструктуре	584.214	145.261
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	202.082	161.015
Краткосрочные гарантийные обязательства	46.811	–
Авансы полученные	18.849	–
Прочие	44.726	20.074
	896.682	326.350

26. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Экспортные продажи сырой нефти	37.572.577	58.405.456
Внутренние продажи сырой нефти	2.027.642	5.014.059
Компенсация в банк качества	(1.916.197)	(2.513.319)
	37.684.022	60.906.196

В течение 2015 года добыча сырой нефти Группы составила 557.254 тонн, из которых 550.248 тонн были реализованы (в течение 2014 года: 532.002 тонны произведено и 530.504 тонны были реализованы).

18 декабря 2013 года Группа заключила долгосрочный контракт на 5 лет с Vitol Central Asia S.A, юридическое лицо, зарегистрированное в Швейцарии. Приблизительная сумма контракта составляет 1.872.000 тысяч долларов США. В течение 2015 года Группа экспортировала 378.002 тонн сырой нефти в соответствии с настоящим контрактом (2014 год: 429.004 тонны).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

27. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Износ, истощение и амортизация	3.678.783	2.764.058
Заработная плата и соответствующие налоги	1.892.742	1.477.720
Налог на добычу полезных ископаемых	1.826.314	2.808.788
Страхование	842.177	1.741.583
Материалы и запасы	648.454	790.959
Электроэнергия	609.090	562.868
Аренда	354.194	407.923
Ремонт и обслуживание	315.749	225.448
Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки	221.880	176.000
Расходы на питание	212.564	169.519
Расходы на транспортировку	207.434	–
Геологические и геофизические работы	152.046	257.801
Услуги охраны	117.246	79.668
Расходы по обслуживанию скважин	77.872	70.000
Изменения в запасах сырой нефти	426	(10.779)
Прочие расходы	743.393	715.570
	11.900.364	12.237.126

28. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Таможенные процедуры	6.047.157	5.582.504
Подготовка и транспортировка нефти	5.038.949	4.357.993
Рентный налог	3.781.437	11.420.749
Демередж	190.396	22.859
Износ и амортизация	36.478	7.789
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	17.165	16.633
Прочие	126.801	41.803
	15.238.383	21.450.330

29. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Заработная плата и соответствующие налоги	1.223.686	3.520.197
Обучение персонала	148.164	115.638
Налоги и другие платежи в бюджет	85.530	112.652
Командировочные и представительские расходы	73.848	192.563
Консультационные услуги	70.628	111.912
Износ и амортизация	58.218	48.238
Банковские услуги	54.609	18.492
Расходы по аренде	41.755	73.788
Материалы	35.029	35.504
Спонсорская помощь	28.615	15.657
Услуги связи	21.599	22.628
Охрана	15.862	6.994
Коммунальные услуги	5.754	19.681
Штрафы и пени	5.707	364
Страхование	3.534	910
Прочие	161.439	159.018
	2.033.977	4.454.236

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Процентный доход от предоставленного займа	432.319	1.605.497
Процентный доход по депозитам на ликвидационный фонд	47.111	36.590
Процентный доход по банковским депозитам	45.032	138.284
	524.462	1.780.371

31. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Расходы по вознаграждению (Примечание 18)	3.350.920	1.315.397
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 19)	85.064	64.118
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 21)	82.950	48.294
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 21)	34.902	5.131
Прочие	57.719	262.115
	3.611.555	1.695.055

32. ОТРИЦАТЕЛЬНАЯ КУРСОВАЯ РАЗНИЦА, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Доход от курсовой разницы	6.472.677	3.993.683
Убыток от курсовой разницы	(75.654.988)	(5.112.988)
	(69.182.311)	(1.119.305)

20 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан перешел к политике инфляционного таргетирования. В результате реализации данной политики официальный обменный курс вырос с 188,38 за 1 доллар США до 339,47 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2015 года.

33. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Расход от изменения в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождений, исторических затрат и инвестиций в социальную инфраструктуру (Примечание 19, 21)	(41.325)	(44.974)
Износ и амортизация	(22.943)	(28.219)
Убыток от выбытия основных средств и нефтегазовых активов, нетто	(4.240)	(57.573)
Прочие	44.896	81.187
	(23.612)	(49.579)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

34. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Связанные стороны включают в себя акционеров, аффилированные компании и компании под общим контролем, на которые Группы может оказывать значительное влияние, а также ключевое руководство Группы.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 года и 2014 года, Группа имела торговые операции со следующими связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года
Реализация услуг	1.185	–
Прочие доходы	978	1.763

Следующие балансы со связанными сторонами включённые в отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 года и 2014 года:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год
Займы полученные	34.201.812	–
Займы предоставленные	–	12.070.910
Торговая дебиторская задолженность	235	49.003

За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 года и 2014 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 261.384 тысячи тенге и 1.272.589 тысяч тенге, соответственно.

35. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условные обязательства по Контрактам на недропользование

Несоблюдение Контрактов на недропользование

Правительство имеет право приостановить или отменить Контракты на недропользование, если Компания существенно нарушит свои обязательства по Контрактам на недропользование. Руководство Компании считает, что соблюдает обязательства, указанные в Контрактах на недропользование. Однако такое соблюдение может быть оспорено соответствующими органами, чья интерпретация может существенно отличаться от таковой Акционера Компании.

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контрактам на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Так как размер социальных обязательств не оговорен в Контрактах на недропользование, он может меняться из года в год по согласованию с местными органами власти. В финансовой отчётности не отражается резерв по таким обязательствам, так как руководство Компании не имеет возможности разумно и с достаточной степенью достоверности оценить сумму будущих обязательств по развитию социальной инфраструктуры.

Обязательства по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных капитальных затрат по месторождениям Кара Арна, Восточная Кокарна и Матин. Как минимум 50% этих затрат должны распределяться через образовательные учреждения Республики Казахстан. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана продавать 15% добытой нефти на месторождениях Кара Арна и Восточная Кокарна в Республике Казахстан. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2015 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

35. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)

Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактами на недропользование по завершении эксплуатации нефтяного месторождения Группа обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяных месторождениях в порядке, установленном Законом о недропользовании. Группа отразила обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений в данной консолидированной финансовой отчётности (*Примечание 19*). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме обязательства, начисленного на восстановление месторождений в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контрактам на недропользование Группа обязана создать ликвидационный фонд для финансирования ликвидации последствий нефтегазовых операций в размере 1% от общей суммы инвестиций, вложенных в течение периода действия Контрактов на недропользование. Взносы в ликвидационный фонд должны производиться на специальный депозитный счёт в любом банке Республики Казахстан (*Примечание 16*). Также Группа обязана получить от Правительства Республики Казахстан одобрение программы по ликвидации последствий своей деятельности в соответствии с Контрактами на недропользование, включая смету ликвидационных затрат не позднее, чем за 360 дней до истечения срока Контрактов на недропользование. Группа отразила обязательства по ликвидации определённых скважин и восстановлению занимаемого ими участка в данной финансовой отчётности.

При достижении соглашения с Правительством данный ликвидационный фонд будет использоваться как финансирование обязательств по восстановлению месторождений.

Обязательства по страхованию

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана разработать и предоставить на утверждение Компетентному органу программу страхования деятельности, имущества и ответственности.

Группа утвердила в Компетентном органе от Правительства Республики Казахстан – Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Программу страхования рисков, имущества и ответственности Группы по Контрактам на недропользование.

Прочие условные обязательства

Операционная среда

Рынки развивающихся стран, включая Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Казахстане, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации. Будущее направление развития Казахстана в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране.

В связи с тем, что Казахстан добывает и экспортирует большие объёмы нефти и газа, экономика Казахстана особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ.

Налогообложение

Правительство Республики Казахстан продолжает реформу деловой и коммерческой инфраструктуры в процессе перехода к рыночной экономике. В результате законы и положения, регулирующие деятельность компаний, в особенности закон о трансфертном ценообразовании, продолжают быстро меняться. Эти изменения характеризуются неудовлетворительным изложением, наличием различных интерпретаций и произвольным применением органами власти.

В частности, налоги проверяются несколькими органами, которые по закону имеют право налагать штрафы и пени. Хотя Группа считает, что адекватно учло все налоговые обязательства, исходя из своего понимания налогового законодательства, вышеуказанные факты, возможно, будут сопряжены для Группы с налоговыми рисками, и такие риски могут оказать значительное влияние на данную финансовую отчётность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

35. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Прочие условные обязательства (продолжение)

Вопросы охраны окружающей среды

Группа считает, что в настоящее время она соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. Однако данные законы и нормативные акты могут в будущем измениться. Группа не в состоянии заранее представить сроки и степень изменения законов и нормативных актов по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. В случае таких изменений от Группы может потребоваться модернизация технологии для соответствия более жестким требованиям.

Юридические вопросы

Группа не является объектом крупных судебных разбирательств, которые по отдельности или в совокупности оказали бы существенное негативное влияние на Группу.

36. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

В ходе обычной деятельности, Группа подвержена рыночным рискам, которые включают в себя товарно-ценовой риск, валютный риск, риск процентной ставки, риск ликвидности и кредитный риск.

Товарно-ценовой риск

Товарно-ценовой риск – это риск, при котором изменения в рыночных ценах на продукты Группы (нефть) будут отрицательно влиять на текущие или будущие доходы Группы.

Кредитный риск

Группа подвержена кредитному риску, который сопряжён с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесёт финансовый убыток. Кредитный риск Группы в первую очередь связан с её торговой дебиторской задолженностью. Данные суммы представлены в отчёте о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам.

В течение 2015 и 2014 годов Группа получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2015 году доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 83% (в 2014 году: доходы Vitol Central Asia S.A. составили 91%) от общего дохода Группы.

Риск процентной ставки

Риск процентной ставки определяется как риск возможного изменения стоимости финансового инструмента в связи с неблагоприятными изменениями процентных ставок.

В настоящее время данный риск Группы связан с привлечением кредита на основе плавающей процентной ставки – ЛИБОР. Руководство Группы не ограничивало влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

Валютный риск

Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют.

Валютный риск Группы в основном связан с банковскими займами, торговой дебиторской задолженностью, а также денежными средствами.

Операционный валютный риск Группы связан с продажами сырой нефти в валюте, отличной от функциональной валюты Группы. Большая часть продаж Группы выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена связанного с торговой дебиторской задолженностью в любой момент времени ограничена одним месяцем.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

36. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Валютный риск (продолжение)

Балансовая стоимость денежных активов и денежных обязательств Группы, выраженных в иностранной валюте:

Деноминированы в долларах США	2015 год	2014 год
Активы	11.589.799	15.073.266
Обязательства	(164.537.125)	(34.769.251)
Чистая балансовая позиция	(152.947.326)	(19.695.985)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанным с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчётов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Компании и используется уровень чувствительности в 60%/(20)% (в 2014 году: 17,37%/(17,37%)).

В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец периода. При конвертации на конец периода используются курсы, изменённые на 60%/(20)% по сравнению с действующими (в 2014 году: 17,37%/(17,37%)).

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли до налогообложения (вследствие возможных изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Увеличение на 60% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 20% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2014 году: увеличение/(уменьшение) на 17,37%).

	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года		За год, закончившийся 31 декабря 2014 года	
	Тенге / доллар США +60%	Тенге / доллар США -20%	Тенге / доллар США +17,37%	Тенге / доллар США -17,37%
	Чистый доход/(убыток)	(91.768.396)	30.589.465	(3.421.193)

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты. Позиция ликвидности Группы тщательно контролируется и управляется. Группа использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств для обеспечения наличия адекватных денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.

Операционный риск

Операционный риск – это риск для Группы понести финансовые убытки в результате прерывания деятельности и возможного ущерба для имущества Группы в результате природных бедствий и технологических аварий.

По состоянию на 31 декабря 2015 года Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменян между осведомлёнными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Группы отсутствуют существующие доступные рыночные механизмы для определения справедливой стоимости, при оценке справедливой стоимости Группа использует допущения на основе текущих экономических условий и конкретных рисков, присущих инструменту.

По состоянию на 31 декабря 2015 года и 2014 года балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

37. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

18 марта 2016 года Группа получила письмо отказа от требования от АО ДБ Банк Китая в Казахстане по отношению к нарушению финансового ковенанта до 31 декабря 2016 года (*Примечание 18*).

29 марта 2016 года Группа получила транш от АО ДБ Банк Китая в Казахстане на сумму 50.000 тысяч долларов США (эквивалентно 17.007.500 тысячам тенге на день получения средств) с процентной ставкой LIBOR 3М + 3,25% годовых со сроком погашения 23 июля 2018 года.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2016 году добыча нефти планируется на уровне 510 100 тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2016 году запланировано бурение 6 добывающих скважин. Также запланировано выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе операции по гидроразрыву пласта, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

В 2015 году была увеличена контрактная территория месторождения Матин. В результате обращения в Компетентный орган по вопросу расширения контрактной территории месторождения Матин был выдан геологический отвод площадью 87,42 км² с глубиной разведки до кровли соленосных отложений. В конце года проведены работы по сейсморазведке МОГТ 3D на площади 54,13 км². В начале 2016 года ожидается окончание работ по интерпретации в результате которой будут определены перспективы доразведки месторождения и спланированы работы по бурению разведочных скважин.

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Обращение руководства	1
2. Информация о компании	2
2.1 АО Матен Петролеум	2
2.2 Дочерние и зависимые организации	3
2.3 Производственная структура	3
2.4 Информация о запасах	4
3. Основные события отчетного года	4
4. Операционная деятельность	5
4.1. Основные события нефтегазовой отрасли Казахстана за 2015 год	5
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи	6
4.3. Информации о продукции и реализации добываемой нефти	8
4.4. Стратегия деловой активности	8
5. Финансово-экономические показатели	9
5.1. Факторы, обусловившие расхождение плановых и фактических результатов	9
5.2. Анализ финансовых результатов	10
5.3. Финансовые показатели	12
6. Анализ рисков и управления рисками	13
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды	14
7.1. Система организации труда работников	14
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная	15
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах, мероприятиях	15
8. Корпоративное управление	16
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов	16
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании	16
8.3. Организационная структура	17
8.4. Совет директоров	18
8.5. Исполнительный орган	19
8.6. Комитеты совета директоров и их функции	19
8.7. Внутренний контроль и аудит	19

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

8.8. Информация о дивидендах.....	19
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	20
8.10. Информация о вознаграждениях.	20
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	20
9. Финансовая отчетность.....	22
10. Основные цели и задачи на следующий год.	64
11. Дополнительная информация.	65
11.1. Оглавление	65
11.2. Глоссарий.....	67
11.3. Контактная информация.	68

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

11.2. ГЛОССАРИЙ.

Gaffney, Cline & Associates - Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов;

АНПЗ - ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

барр. - Баррель;

ВУС - Вязко-упругие составы;

Группа - АО «Матен Петролеум» и его дочерние и зависимые компании;

ГТМ - геологотехнические мероприятия;

Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК) - Нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок;

Категория 1Р - Доказанные запасы;

Категория 2Р - Доказанные и вероятные запасы;

Категория 3Р - Доказанные, вероятные и возможные запасы;

Компетентный орган - Министерство Энергетики Республики Казахстан;

КПРС

МОГТ - *Метод общей глубинной точки;*

НДПИ - Налог на добычу полезных ископаемых;

НПС - Нефтеперекачивающая станция;

Узень – Атырау – Самара (УАС) - Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию;

ЭТП - экспортно таможенная пошлина.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2015

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «Матен Петролеум», Республика Казахстан, 050000, г. Атырау, пл. Исатай, 1/1

Телефон: (7172) 27-25-81, 21-42-82; Факс: (7172) 27-25-86, 20-21-91; E-mail: info@matenpetroleum.kz

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО (запросы акционеров, институциональных инвесторов)

Акишев Чингиз, юрисконсульт

Телефон: (727) 344-10-42; Факс: (727) 344-10-42; E-mail: c.akyshev@matenpetroleum.kz

АУДИТОРЫ

ТОО «Эрнст энд Янг», Республика Казахстан, 050060, г. Алматы, пр. Аль-Фараби 77/7

Здание «Есентай Тауэр»; Телефон: +7 (727) 258 59 60; Факс: +7 (727) 258 59 61

РЕГИСТРАТОР

АО «Единый регистратор ценных бумаг», Республика Казахстан, 050040, г. Алматы, ул. Сатпева, д. 30А/3; Телефон: +7 (727) 272 47 60; Факс +7 (727) 272 47 60; www.tisr.kz