

Maten
Petroleum

2016



ГODOBOЙ OТЧEТ

АО «Матен Петролеум»

г. Атырау

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.

2016 год был настоящим испытанием для нашей компании. Не смотря на рекордное снижение цен на нефть и невыполнение планового объема производства, нам удалось сохранить социальную стабильность не сократив сотрудников и не снижая заработной платы.

Устоять в тяжелое время нам помогла не только оптимизация, но и применение инновационных путей разработки месторождений нашими инженерами. С прошлого года компания начала применять технологию одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Так же были пробурены и введены в эксплуатацию 5 горизонтальных скважин по которым дебиты скважин значительно выше чем в вертикальных скважинах.



Как уже объявлялось, в 2015 году мы приобрели 100% акций АО «Кожан». В этом году мы начнем процесс интеграции производственных процессов с дочерней компанией, что позволит более эффективно использовать наши общие ресурсы. При этом рост добычи в дочерней компании, владеющей более молодыми месторождениями, будет нивелировать постепенное снижение добычи на наших выработанных месторождениях. Тем временем, мы продолжим наши усилия по увеличению ресурсной базы, в том числе за счет до разведки новых территорий на месторождении Матин. Как и прежде, приоритетом в нашей деятельности остается безопасность труда и соответствие требованиям законодательства в области охраны окружающей среды.

Несмотря на сложный период мы не теряем веры на восстановление результативного производства. В этом плане мы ведем переговоры с банками по реструктуризации текущих долгов для обеспечения финансирования деятельности. Хочу поблагодарить своих сотрудников за доблестный труд в очень сложный для компании период и надеюсь, что с этого года наши возможности по развитию компании будут успешно реализованы.

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 «Арнаойл» 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 «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» права недропользования по контрактам на месторождения Кара-Арна, Восточная Кокарна и Матин, а также основную часть прочих нефтегазовых активов. ТОО «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» были реализованы третьему лицу и в последующем ликвидированы. В конце 2012 г. головной офис Компании был перерегистрирован в г. Атырау и было создано представительство в г. Алматы.

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

На 31 декабря 2016 года акционерами Компании являются:

1. «SINO-SCIENCE NETHERLANDS ENERGY CROUP 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 2016 года составляет 448 человек.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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 и 16 октября 2014 года реорганизована в Акционерное Общество «Кожан».

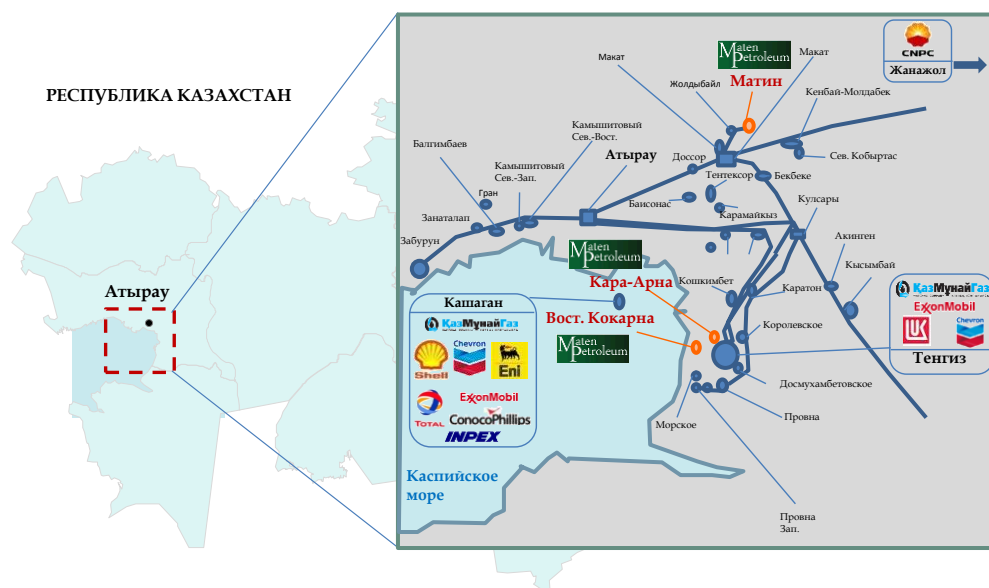
Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы, которые расположены в Атырауской области:

- 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 2016 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 КТК 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 2016

2.4 ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ

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

Месторождение	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2016 г., тыс. тонн	Объем 1Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Кара-Арна	Добыча	195,2	32,27	41,62	19.02.2023г.
Кокарна Вост.	Разведка и добыча	94,3	16,62	20,94	01.01.2028г.
Матин	Добыча	137,8	18,02	24,57	13.10.2020г.
ВСЕГО		427,3	66,92	87,12	

(1) Источник: Отчет исследовательского института Geo-Jade Petroleum. По состоянию на 31.12.2016г.

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 510 100 тонн нефти, в 2016 году добыто 427 331 тонн.

По месторождению Кара-Арна планировалась добыча нефти 216 400 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 194 600 тонн;
- за счет ГТМ 10 600 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 6 скважин с добычей 11 200 тонн.

Фактически было добыто 195 201 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 172 613 тонн;
- за счет ГТМ 11 252 тонн;
- ввода 10 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 11 336 тонн.

По месторождению Восточная Кокарна планировалась добыча нефти 145 500 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 140 500 тонн;
- за счет ГТМ 5 000 тонн;

Фактически за год было добыто 94 371 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 86 597 тонн;
- за счет ГТМ 7 774 тонн;

По месторождению Матин планировалась добыча нефти 148 200 тонн с учетом:

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 139 810 тонн;
- за счет ГТМ 3 100 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 4 скважин с добычей 5 290 тонн.

Фактический за год было добыто 137 759 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 129 816 тонн;
- от за счет ГТМ 7 012 тонн;
- от ввода 3 скважин из эксплуатационного бурения с дополнительной добычей 931 тонн.

На месторождении Матин в результате расширения контрактной территории были пробурено 4 разведочные скважины №№ 12М, 14М, 15М, 16М. В скважинах №№ 12М, 16М были получены промышленные притоки нефти, что послужило к началу работ по приросту запасов нефти Восточного и Южного крыла месторождения. На грабене Южного поля Западного крыла месторождения Кара-Арна были пробурены 2 разведочные скважины №№ R-9, R-10. Ликвидированные ранее скважины №№ 33, 49 Северного поля Западного крыла были выведены из ликвидации с целью опробования. В скважинах №№ 33, 49, R-9 были получены промышленные притоки нефти, что послужило к началу работ по приросту и подсчету запасов нефти вышеперечисленных залежей.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

4.1. АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, МАКРО-МИКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

За январь-декабрь 2016 года по РК добыто 78 039,5 тыс. тонн нефти с газовым конденсатом (98,2 % к 2015 году; 103,4 % к плану 2016 года).



Цена нефти марки Brent 19 января 2016 года на мировых товарных биржах снизилась до минимума 28,2 долларов США за баррель, но в декабре 2016 года средняя цена составила 54,1 доллар США за баррель показав рост на 43,4%.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

Год начался со стремительного роста официального курса тенге к доллару США, с 1 января 2016 года всего за 3 недели национальная валюта обесценилась от 340,01 тенге до 383,91 тенге за доллар, показав 22 января 2016 года исторический максимум.

17 февраля 2016 года Международное рейтинговое агентство Standard & Poor's понизило долгосрочный и краткосрочные рейтинги Казахстана в местной и иностранной валюте с BBB-/A-2 до BBB-/A-3, прогноз по рейтингам негативный. Прогноз по долгосрочным рейтингам - отрицательный.

Благоприятным событием в нефтегазовой сфере Казахстана стало возобновление добычи нефти на месторождении Кашаган. 1 ноября 2016 года проект Кашаган вышел на уровень коммерческой добычи (более 75 тысяч баррелей в сутки). Рубеж добычи в 1 млн тонн сырой нефти и конденсата был достигнут 8 января 2017 года.

С 1 марта 2016 года в Казахстане экспортная таможенная пошлина (ЭТП) привязана к цене на нефть и рассчитывается по прогрессивной шкале, при этом ставка будет нулевой если цена на нефть будет ниже 25 долларов США за баррель.

Годовая инфляция по итогам 2016 года сложилась на уровне 8,5%. хотя еще в летние месяцы была на уровне выше 17%.

4.2. ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

Доля АО «Матен Петролеум» без учета дочерних компаний в годовой добыче нефти в Казахстане за 2016 год составляет 0,5% (427 тыс. тонн.). Компания входит в 20-ку крупных недропользователей Казахстана.,



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

Из 172 нефтяных месторождений Республики Казахстан, более 80 находятся в разработке. На 15 крупнейших нефтяных месторождениях: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское сосредоточены более 90% запасов нефти и добывается порядка 90% общей добычи по стране. Участие в добыче нефти на данных месторождениях принимают все основные мировые нефтегазовые компании: ExxonMobil, Shell, Chevron, Inpex, Eni, CNPC, Sinopec, BG Group.

Объемы транспортировки сырой нефти в Казахстане составили 84,6 млн тонн, что сопоставимо с объемами 2015 года. Объемы транспортировки на экспорт составили 62,2 млн тонн сырой нефти и газового конденсата. Из этих объемов 40,8 млн тонн сырой нефти были экспортированы по трубопроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума в Новороссийск. 14,4 млн тонн были транспортированы на север по трубопроводу Атырау-Самара. 3,1 млн тонн были направлены на восток, в Китай, по трубопроводу Атасу-Алашанькоу. Кроме того, 2,2 млн тонн сырой нефти было отгружено из порта Актау, 0,8 млн тонн газового конденсата были направлены на Оренбургский НПЗ и 0,8 млн тонн было отгружено железнодорожным транспортом.

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 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 АНПЗ. За 2016 год поставка на внутренний рынок составила около 19,8 % от объема добычи нефти.

Основным покупателем экспортной нефти Компании в 2016 году являлся Vitol Central Asia S.A., с которым был заключен долгосрочный контракт на поставку нефти. Покупателями на внутреннем рынке являются ТОО «Премиум Холдинг» и ТОО «Альядя Group»

4.4. СТРАТЕГИЯ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ

Основной стратегической задачей руководства Компании на ближайшие годы является поддержание добычи нефти на уровне 440-460 тыс. тонн в год. Для это Компания четко придерживаться 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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

Отдельным направлением производственной деятельности Компании является продолжение работ по до разведке месторождений с целью увеличения ресурсной базы и внедрение новых технологий 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 2016 году составила 44,3 долларов США за баррель в то время как в 2015 году цена аналогичный показатель составлял 52,3 долларов США.

Объем добычи нефти Компании за 2016 год составил 427 331 тонн – что на 16,2% 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, а также неблагоприятные погодные условия не позволившие оперативно устранять те или иные неисправности (снег, слякоть бездорожье).

- по месторождению Кокарна Восточная причинами невыполнения плана добычи нефти, являлись резкое увеличение обводненности скважин, нарушения в эксплуатационных колоннах, а также неблагоприятные погодные условия не позволившие оперативно устранять те или иные неисправности (снег, слякоть бездорожье). Ряд скважин находились в длительном простое и требовали серьезного капитального ремонта скважин. В истекшем году 4 скважины (№№ 15,20,10,22) были введены из простоя в действующий фонд. Ещё одним проблемным вопросом стало солеотложение в полостях труб, запорных арматурах и ГЗУ.

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

В течении 2016 года планировалось провести 12 геолого-технических мероприятий по изоляции водопритока, фактически было выполнено 25 мероприятия, методом цементирования под давлением и закачкой вязкоупругих составов (ВУС). Данные работы не принесли ожидаемого положительного результата.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

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

Наименование	Ед.изм.	2014	2015	2016
ДОБЫЧА	тонна	532 002	494 739	427 331
<i>Темп роста / падения</i>	%	-2,8%	-7,0%	-13,6%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	60 906	33 200	37 270
<i>Темп роста / падения</i>	%	-2,9%	-45,5%	12,3%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-12 237	-10 229	-9 620
<i>Темп роста / падения</i>	%	-2,3%	-16,4%	-6,0%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-25 904	-15 128	-14 011
<i>Темп роста / падения</i>	%	-1,0%	-41,6%	-7,3%
ЕБИТДА	млн. тенге	26 892	10 977	16 556
<i>маржа EBITDA</i>	%	42,0%	33,1%	44,4%
НОРАТ	млн. тенге	18 318	5 074	10 778
<i>маржа NOPAT</i>	%	28,9%	15,3%	28,92
Свободный денежный поток	млн. тенге	11 719	5 456	6 530
Капитальные затраты	млн. тенге	8 671	2 753	7 164

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Объем реализации нефти, тонн	530 504	487 502	417 503
Экспортные продажи, тонн	429 004	378 002	333 003
Внутренние продажи, тонн	101 500	109 500	84 500
Цена реализации нефти			
Цена экспорт КТК, тенге / тонна	136 142	88 150	113 758
долл. США / тонна	96,62	50,46	42,07
Цена внутренний рынок, тенге / тонна	49 400	16 393	15 684
Выручка	60 906	33 200	37 270
Экспортные продажи нефти	58 405	33 321	37 882
Внутренние продажи нефти	5 014	1 795	2 223
Удержания за качество нефти	-2 513	-1 916	-2 835

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Себестоимость	-12 237	-10 229	-9 620
Износ и амортизация	-2 764	-3 074	-2 853
НДПИ	-2 809	-1 605	-1 814
Страхование	-1 742	-840	-142
Заработная плата и соответствующие налоги	-1 478	-1 642	-1 680
Товарно-материальные запасы	-791	-547	-545
Электроэнергия	-563	-599	-470
Текущий ремонт и техобслуживание	-225	-296	-377
Геологические и геофизические работы	-258	-130	-177
Питание	-170	-197	-205
Расходы по обслуживанию скважин	-70	-55	-272
Аренда и услуги охраны	-486	-437	-547
Бонус коммерческого обнаружения	0	-45	
Прочие расходы	-716	-634	-793
НИОКР	-176	-222	-56
Изменения в запасах сырой нефти	11	94	311

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Расходы по реализации	-21 450	-13 462	-12 144
Рентный налог	-11 421	-3 430	-1 889
Подготовка и транспортировка нефти	-4 358	-4 545	-5 685
Таможенные процедуры	-5 582	-5 232	-4 432
Страхование	0	0	0
Демередж	-23	-190	-87
Тех потери при транспортировке нефти	-17	-13	-31
Износ и амортизация	-8	-8	-1
Прочие	-42	-44	-19

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Общие и административные расходы	-4 454	-1 666	-1 867
Заработная плата и соответствующие налоги	-3 520	-997	-858
Командир и представ расходы	-192	-66	-66
Расходы по аренде	-73	-24	-131
Спонсорская помощь	-16	-14	-4
Обучение персонала	-116	-96	-83
Консультационные услуги	-112	-66	-94
Материалы	-35	-18	
Износ и амортизация	-48	-53	-63
Охрана	-7	-13	
Страхование	-1	-3	-3
Налоги другие платежи в бюджет	-113	-70	-470
Услуги связи	-23	-19	
Банковские услуги	-19	-52	-52
Коммунальные услуги	-20	-4	-4
Штрафы и пени	-0	-6	-6
Прочие	-159	-165	-165

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Данные по финансовым показателям показаны для Группы Компании.

Показатель	На 31.12.2014	На 31.12.2015	На 31.12.2016
Уставный капитал, млн. тенге	80	80	80
Собственный капитал, млн. тенге	15 835	-50 843	-41 616
Совокупные активы, млн. тенге	63 285	143 951	156 208
Объем продаж, млн. тенге	60 906	37 684	51 925
Валовый доход, млн. тенге	48 669	25 784	36 973
Чистая прибыль, млн. тенге	16 494	-66 679	9 228
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	1 976	-6 364	-5 209
ROA	26,1%	-46,3%	5,9%
ROE	104,2%	-	-
ROS	79,9%	68,4%	71,2%

Для инвестиционных целей в 2015 году Компанией были привлечены заемные средства в сумме 430 млн. долларов США. В связи с резкой девальвацией тенге к концу 2015 в начале 2016 года, Компанией

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

ведутся переговоры по реструктуризации займа в части пролонгации периодов погашения основного долга. Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств по текущей операционной деятельности.

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 2016 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 2016 Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2016г. доходы от Vitol Central Asia S.A. как и в 2015г составили 94,5% 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.

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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

Компания принимает на себя риск, связанный с влиянием колебаний официальных курсов Национального Банка Республики Казахстан 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 2016 года в Компании работало 448 человек, из которых 347 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.

Расходы на обучение персонала в 2016 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 97 миллионов тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышение профессионального уровня работников. Несчастных случаев в производстве в 2016 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 условий проживания.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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 2016 году были посажены саженцы в количестве 200 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 2016 году на выполнение природоохранных мероприятий израсходовано 107 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 2016 году на эти цели было отчислено 19 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 2016 год на спонсорскую помощь и благотворительность было отчислено 3,3 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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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 01.01.2016г.		на 31.12.2016г.		
	%	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	
	100	80 000	100	80 000	

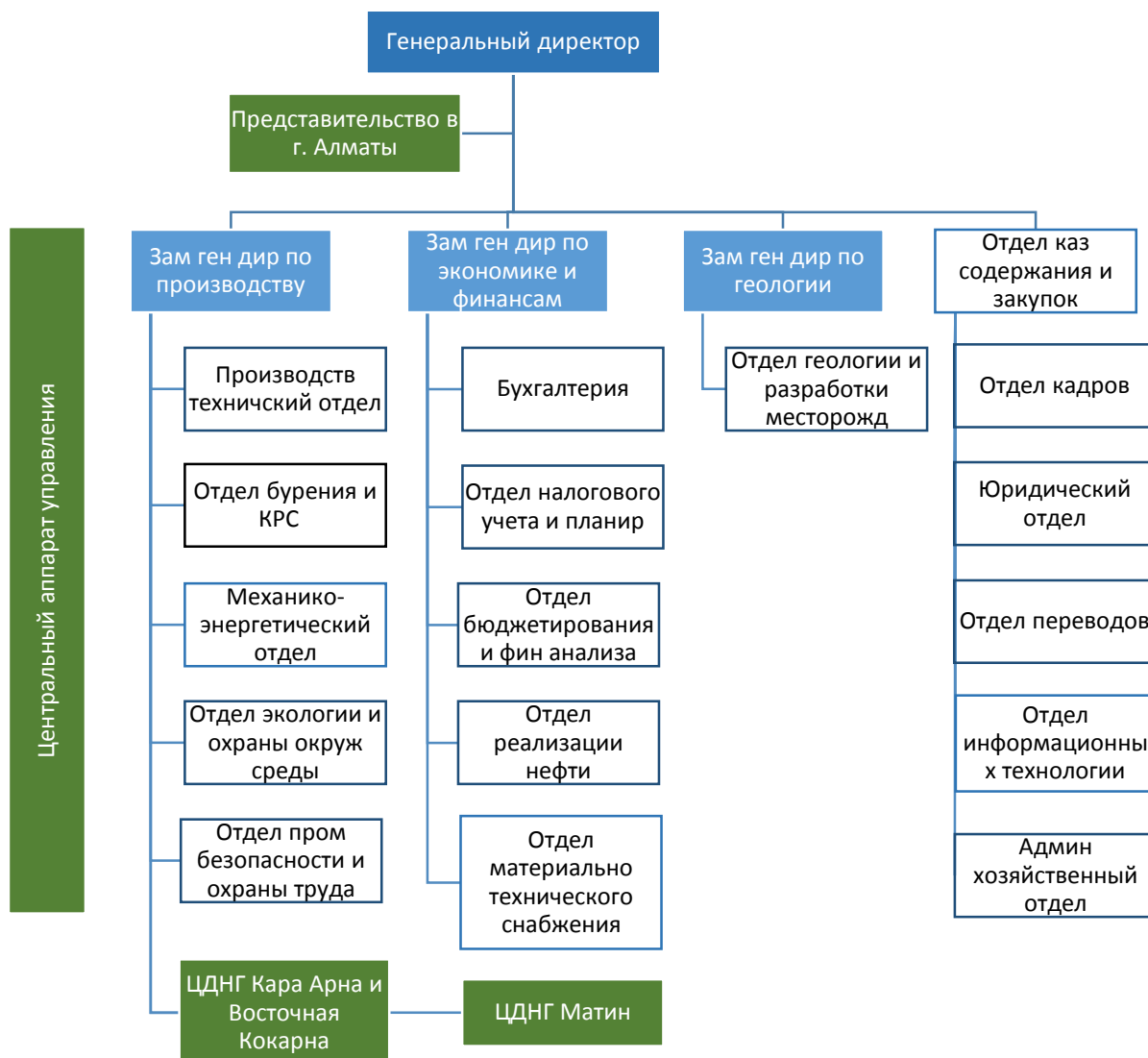
За 2016 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

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 347 специалистов, из которых 65 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала организована вахтовым методом, рабочий персонал проживает в вахтовых поселках.

Компания имеет представительство в г. Алматы.



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 30/09/2015 г.

29/09/2015 г. по настоящее время Член совета директоров АО «Матен Петролеум».

01/01/2014 г. по настоящее время Генеральный директор по Центрально-Азиатскому региону в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

01/01/2013 г. по 31/12/2013 г. Вице-президент в Hunan Hongyu Wear Resistant New Materials Company Limited.

Аязбаев Рустем Рахматуллаевич 1985 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность 07/08/2014 г.

01/01/2013 г. по 01/12/2014 г. Заместитель директора по корпоративному развитию в Представительстве АО «Матен Петролеум» в г. Алматы.

20/08/2012 г. по 29/12/2012 г. Управляющий директор по корпоративному развитию в компании АО «Матен Петролеум».

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

Xiao Huanqin 1964 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность 27/07/2016 г.

01/04/2016 г. по настоящее время Генеральный директор в АО «Матен Петролеум».

01/01/2013. по 13/12/2014г. Генеральный управляющий проекта в компании Sinochem.

01/01/2014 по 31/03/2016г. Вице- президент и одновременно Генеральный директор АО «NCP».

Ning Zhu 1978 г.р.

Член совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность 07/08/2014 г.

08/08/2014 г. по 30/09/2015 г. Председатель совета директоров АО «Матен Петролеум».

01/05/2014 г. по 01.12.2015 г. Президент и одновременно Генеральный директор в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

01/12/2013 г. по 01/05/2014 г. Директор в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

01/12/2011 г. по 01/12/2013 г. Вице Президент в компании Hong Kong Zhongke Petroleum and Gas Co., LTD.

Qian Ji 1954 г.р.

Член совета директоров (Независимый директор) АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность 07/08/2014 г.

01/05/2008 г. по 07/08/2014 г. 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 07/08/2014 г.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

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

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН.

Генеральный директор Общества.

Xiao Huanqin 1964 г.р. Дата вступления в должность 01/04/2016 г.

27/07/2016 г по настоящее время Член совета директоров АО «Матен Петролеум».

01/01/2013. по 13/12/2014г. Генеральный управляющий проекта в компании Sinochem.

01/01/2014 по 31/03/2016г. Вице- президент и одновременно Генеральный директор АО «NCP».

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ

В течение 2016 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

По результатам деятельности Компании за последние три года, дивиденды, объявленные и выплаченные акционерам, составили 17 680 000 тыс. тенге (2014г.: 17 680 000 тыс. тенге, 2015г.: 0 тыс. тенге; 2016г.-0 тыс. тенге).

Балансовая стоимость простой акции по состоянию на 31.12.2016г. составляет минус 5 209 тыс. тенге, базовая прибыль на акцию за 2016г. 1 153 тыс. тенге.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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 2016 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы, в количестве 14 человек, состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 415.785 тысячи тенге.

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 2016 года Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

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 Xiao Huanqin 1964 г.р. Дата вступления в должность 01/04/2016 г.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

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 2016 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	6-42

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционеру и Совету директоров АО «Матен Петролеум»

Заключение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчётности АО «Матен Петролеум» (далее «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях капитала и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечания к консолидированной финансовой отчётности, включая информацию о существенных аспектах учётной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает консолидированное финансовое положение Группы на 31 декабря 2016 года, а также её консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными Стандартами Аудита («МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего отчёта. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (далее - «Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства, представляют достаточные и надлежащие основания для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита - это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчётности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчётности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчётности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого указанного ниже вопроса наше описание того, как данный вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего отчёта, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчётности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

Оценка нефтегазовых запасов

Мы посчитали оценку нефтегазовых запасов ключевым вопросом аудита вследствие того, что нефтегазовые запасы имеют значительное влияние на износ, истощение и амортизацию, а также резервы по восстановлению участка и ликвидации скважин.

Процесс оценки включает существенные суждения и техническую неопределённость.

Группа привлекла инженеров для оценки объёма нефтегазовых запасов.

Мы оценили компетентность и объективность инженеров, вовлечённых в процесс оценки запасов. Мы оценили данные, использованные инженерами, путём их сравнения с бюджетом, утверждённым руководством. Мы сравнили оценки запасов, используемые Группой при расчёте износа, истощения и амортизации, а также резервов по восстановлению участка и ликвидации скважин с объёмами запасов, заявленными инженерами.

Описание методики, используемой при оценке нефтегазовых запасов, включено в Примечание 4 к консолидированной финансовой отчётности.

Прочая информация, включённая в годовой отчёт Группы за 2016 год

Прочая информация включает информацию, указанную в годовом отчёте, кроме консолидированной финансовой отчётности и нашего аудиторского отчёта по ней. Руководство несёт ответственность за предоставление прочей информации.

Годовой отчёт, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчёта.

Наше мнение по консолидированной финансовой отчётности не учитывает прочую информацию, и мы не делаем никаких выводов, обеспечивающих уверенность, исходя из этой информации.

В рамках услуг, оказываемых нами в связи с аудитом консолидированной финансовой отчётности, наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией, указанной выше, когда она становится доступна, и определении степени её соответствия или несоответствия данным, представленным в консолидированной финансовой отчётности, или нашим знаниям, полученным в ходе проведения аудита, или выявлении иного существенного искажения прочей информации.

Ответственность руководства за консолидированную финансовую отчётность

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.

При подготовке финансовой отчётности руководство несёт ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчётности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить её деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчётность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчёта, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведённый в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчётности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Мы также:

- ▶ Выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчётности вследствие недобросовестных действий или ошибки, определяем и выполняем процедуры аудита, а также получаем аудиторские доказательства, которые являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искажённое представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля.
- ▶ Получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы.
- ▶ Оцениваем надлежащий характер применяемой учётной политики и обоснованность определённых руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;

- ▶ Делаем вывод о целесообразности применения руководством принципа непрерывной деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределённость в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы сделаем вывод о наличии существенной неопределённости, мы обязаны обратить внимание в нашем аудиторском отчёте на соответствующие раскрытия информации в консолидированной финансовой отчётности или, если эти раскрытия недостаточные, изменить наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных на дату нашего аудиторского отчёта. Будущие события или условия могут однако привести к тому, что Группа прекратит свою деятельность на основе принципа непрерывности.
- ▶ Проводим оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом, её структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчётность лежащие в её основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- ▶ Получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций или хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчётности. Мы несём ответственность за направление, контроль и исполнение аудита группы. Мы остаёмся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объёме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц о всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита финансовой отчётности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчёте, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчёте, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от её сообщения.

Партнёр, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий отчёт независимого аудитора - Пол Кон.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту

Кайрат Медетбаев
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ-0000137
от 8 февраля 2013 года

050600, Республика Казахстан, г. Алматы,
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Таур»

26 мая 2017 года



Гульмира Турмагамбетова
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 2016 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 год	2015 год
Активы			
Долгосрочные активы			
Нефтегазовые активы и права на недропользование	5	122.438.506	117.753.995
Основные средства	6	1.519.952	1.065.898
Незавершённое строительство	7	12.782.920	2.443.698
Нематериальные активы		54.989	64.753
Разведочные и оценочные активы	8	2.303.935	1.708.210
Прочие долгосрочные активы		37.318	31.810
Денежные средства, ограниченные в использовании	15	951.506	755.602
		140.089.126	123.823.966
Текущие активы			
Займ предоставленный	9	150.672	–
Товарно-материальные запасы	10	2.275.320	1.723.553
Торговая дебиторская задолженность	11	5.500.239	4.134.029
Налоги к возмещению	12	4.100.090	2.733.410
Авансы выданные	13	1.570.075	3.934.280
Прочие краткосрочные активы	14	1.963.655	1.428.080
Денежные средства и их эквиваленты	15	559.317	6.173.897
		16.119.368	20.127.249
Итого активы		156.208.494	143.951.215
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал	16	80.000	80.000
Накопленный убыток		(41.696.130)	(50.923.686)
		(41.616.130)	(50.843.686)
Долгосрочные обязательства			
Займы	17	12.726.108	33.947.000
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	18	1.855.105	1.577.275
Обязательство по отсроченному налогу	19	22.388.222	22.934.152
Прочие долгосрочные обязательства	20	2.312.337	2.280.845
		39.281.772	60.739.272
Текущие обязательства			
Займы	17	134.500.707	129.821.788
Торговая кредиторская задолженность	21	18.909.450	1.320.629
Авансы полученные		1.339.520	
Подоходный налог к уплате	22	716.429	458.246
Прочие налоги к уплате	23	2.289.213	1.558.284
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	24	787.533	896.682
		158.542.852	134.055.629
Итого капитал и обязательства		156.208.494	143.951.215
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	16	(5.208.890)	(6.363.555)

Сяо Хуаньцинь
Генеральный директор

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

Темирбулатова А.М.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-42 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 год	2015 год
Доход от реализации продукции	25	51.925.227	37.684.022
Себестоимость реализованной продукции	26	(14.952.250)	(11.900.364)
Валовая прибыль		36.972.977	25.783.658
Расходы по реализации	27	(16.538.981)	(15.238.383)
Общие и административные расходы	28	(2.788.663)	(2.033.977)
Финансовые доходы	29	1.142.527	524.462
Финансовые расходы	30	(9.099.797)	(3.611.555)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		2.645.811	(69.182.311)
Прочие доходы/(расходы), нетто	31	78.211	(23.612)
Прибыль/(убыток) до налогообложения		12.412.085	(63.781.718)
Расходы по подоходному налогу	19	(3.184.529)	(2.897.317)
Чистая прибыль/(убыток) за год		9.227.556	(66.679.035)
Прочий совокупный доход		-	-
Итого совокупный доход/(убыток) за год		9.227.556	(66.679.035)
Базовая прибыль/(убыток) на акцию			
Базовая прибыль/(убыток) на акцию	16	1.153	(8.335)

Сяо Хуаньцин
 Генеральный директор

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

Темирбулатова А.М.
 Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

<i>В тысячах тенге</i>	Акционерный капитал	Накопленный убыток	Итого собственный капитал
На 1 января 2015 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)
Чистая прибыль за год	-	9.227.556	9.227.556
Итого совокупный доход за год	-	9.227.556	9.227.556
На 31 декабря 2016 года	80.000	(41.696.130)	(41.616.130)

Сяо Хуаньцин
Генеральный директор

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

Темирбулатова А.М.
Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 год	2015 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль/(убыток) до налогообложения		12.412.085	(63.781.718)
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	26, 27, 28, 31	5.069.676	3.796.422
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин	31	1.406	4.240
Финансовые расходы	30	9.099.797	3.611.555
Финансовые доходы	29	(1.142.527)	(524.462)
Отрицательная/(положительная) курсовая разница, нетто		(2.568.234)	69.799.191
Убыток от изменения в оценке обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений	31	-	41.325
Резерв на обесценение дебиторской задолженности, авансов выданных и займов выданных		5.898	-
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		22.878.101	12.946.553
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		914.862	(113.888)
Изменения в налогах к возмещению		(1.444.009)	(638.576)
Изменения в товарно-материальных запасах		(551.767)	95.675
Изменения в прочих долгосрочных активах		(6.516)	(41)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		2.031.461	(705.824)
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(697.777)	(62.778)
Изменения в прочих налогах к уплате		(503.461)	(1.590.458)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		22.620.894	9.930.663
Подоходный налог уплаченный		(3.349.618)	(2.185.873)
Налог на сверхприбыль уплаченный		-	(154.869)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		19.271.276	7.589.921
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Займы работникам, за минусом погашений		1.008	2.212
Приобретение нефтегазовых активов	5	(272.809)	(38.606)
Приобретение основных средств		(22.265)	(23.227)
Затраты на незавершенное строительство		(4.868.711)	(5.138.972)
Приобретение нематериальных активов		(10.129)	(16.247)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(116.939)	(72.452)
Поступления от приобретения дочерней организации		-	332.038
Приобретение дочерней организации		-	(63.962.052)
Тендерная гарантия на участие в аукционе по приобретению дочерней организации		-	(2.236.147)
Предоставление займов		(22.656.378)	(752.200)
Погашение займов выданных		786.007	15.160.517
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(183.486)	(187.329)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(27.343.702)	(56.932.465)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-42 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 год	2015 год
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Авансы полученные		1.339.520	–
Поступления по займам	17	17.007.500	89.996.000
Выплата вознаграждений	17	(5.970.048)	(2.239.702)
Погашение займов	17	(9.683.431)	(35.338.438)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности		2.693.541	52.417.860
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты			
		(235.695)	2.611.005
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		(5.614.580)	5.686.321
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	15	6.173.897	487.576
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	15	559.317	6.173.897

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

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

Незавершённое строительство

В 2016 году приобретение незавершённого строительства на сумму 14.929.661 тысячи тенге было профинансировано за счёт увеличения кредиторской задолженности.

Нефтегазовые активы и права на недропользование

В 2016 году увеличение нефтегазовых активов в размере 594.649 тысячи тенге было за счет увеличения обязательств по социальной инфраструктуре на сумму 351.985 тысячи тенге и обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений на 168.828 тысяч тенге.

Разведочные и оценочные активы

В 2016 году Разведочные и оценочные активы в размере 471.961 тысячи тенге было за счет увеличения обязательств по социальной инфраструктуре на сумму 46.275 тысячи тенге, обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений на 11.976 тысяч тенге и за счёт увеличения кредиторской задолженности на сумму 413.710 тысяч тенге.

Взаимозачёт займов полученных

В 2016 году Группа произвела взаимозачёт задолженности по займу от Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. на сумму 22.186.226 тысяч тенге с займами выданными.

Сяо Хуаньцинь
Генеральный директор

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

Темирбулатова А.М.
Главный бухгалтер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты финансово-хозяйственной деятельности АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ» (далее – «Компания») и его дочерней организации 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 Компании, и по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов структура ее акционеров была следующей:

	2016 год		2015 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 Компании 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 организации: 060005, Республика Казахстан, Атырау, ул. Севастопольская, 1В.

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.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством Группы 26 мая 2017 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 (далее – «МСФО») в редакции, утверждённой Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (далее – «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 (далее – «функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в тенге, который является функциональной валютой Группы.

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 (далее – «КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

На 31 декабря 2016 года обменный курс КФБ составлял 333,29 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2016 года (в 2015 году: 339,47 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

Группа впервые применила некоторые новые стандарты и поправки к действующим стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2016 года или после этой даты. Группа не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но не вступили в силу.

Характер и влияние этих изменений рассматриваются ниже. Хотя новые стандарты и поправки применялись первый раз в 2016 году, они не имели существенного влияния на годовую консолидированную финансовую отчётность Группы. Характер и влияние каждого/(ой) нового/(ой) стандарта (поправки) описаны ниже:

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 консолидированном отчёте о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в консолидированном отчёте о совокупном доходе. Стандарт требует раскрытия информации о характере тарифного регулирования и связанных с ним рисках, а также о влиянии такого регулирования на консолидированную финансовую отчётность организации. Поскольку Группа уже подготавливает консолидированную отчётность по МСФО, данный стандарт не применим к её финансовой отчётности.

Поправки к МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство» – «Учёт приобретений долей участия»

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 «Объединения бизнесов» для учёта объединений бизнесов. 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 организацию), находятся под общим контролем одной и той же стороны, обладающей конечным контролем.

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. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку в рассматриваемом периоде доли участия в совместной операции не приобретались.

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

Поправки разъясняют принципы МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы», 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 и не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку она не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих долгосрочных активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 41 «Сельское хозяйство: плодовые культуры»

Поправки вносят изменения в требования к учёту биологических активов, соответствующих определению плодовых культур. Согласно поправкам биологические активы, соответствующие определению плодовых культур, более не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 41 «Сельское хозяйство». Вместо этого к ним применяются положения МСФО (IAS) 16. После первоначального признания плодовые культуры будут оцениваться согласно МСФО (IAS) 16 по накопленным фактическим затратам (до созревания) и с использованием модели учёта по первоначальной стоимости либо модели учёта по переоцененной стоимости (после созревания). Поправки также предписывают, чтобы продукция, растущая на плодовых культурах, по-прежнему оставалась в рамках сферы применения МСФО (IAS) 41 и оценивалась по справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. В отношении государственных субсидий, относящихся к плодовым культурам, будет применяться МСФО (IAS) 20 «Учёт государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи». Поправки применяются ретроспективно и не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку у Группы отсутствуют плодовые культуры.

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

Поправки разрешают организациям использовать метод долевого участия для учёта инвестиций в дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации в отдельной финансовой отчётности. Организации, которые уже применяют МСФО и принимают решение о переходе на метод долевого участия в своей отдельной финансовой отчётности, должны применять это изменение ретроспективно. Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов

Данный документ включает в себя следующие поправки:

МСФО (IFRS) 5 «Внеоборотные 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 применяется 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 применяется ретроспективно.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

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 применяется 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 применяется ретроспективно.

Поправки не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы.

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

Поправки к МСФО (IAS) 1 скорее разъясняют, а не значительно изменяют, существующие требования МСФО (IAS) 1. Поправки разъясняют следующее:

- требования к существенности МСФО (IAS) 1;
- отдельные статьи в консолидированном отчёте о совокупном доходе и в консолидированном отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы;
- у организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к консолидированной финансовой отчётности;
- доля ПСД ассоциированных 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 консолидированном отчёте о финансовом положении и в консолидированном отчёте о совокупном доходе. Данные поправки не влияют на консолидированную 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 «Консолидированная финансовая отчётность». 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, если инвестиционная организация оценивает все свои дочерние организации по справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

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

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 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» позволяют инвестору при применении метода долевого участия сохранить оценку по справедливой стоимости, применённую его ассоциированной организацией или совместным предприятием, являющимся инвестиционной организацией, к своим собственным долям участия в дочерних организациях.

Эти поправки применяются ретроспективно и не влияют на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку Группа не применяет исключение из требования о консолидации.

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 консолидированной 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 целом, Группа не ожидает значительного влияния новых требований на свой консолидированный отчёт о финансовом положении и собственный капитал.

(а) Классификация и оценка

Займы, а также торговая дебиторская задолженность удерживаются для получения договорных денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов. Следовательно, Группа ожидает, что согласно МСФО (IFRS) 9 они продолжат учитываться по амортизированной стоимости. Однако Группа более детально проанализирует характеристики договорных денежных потоков по этим инструментам, прежде чем делать вывод о том, все ли инструменты отвечают критериям для оценки по амортизированной стоимости согласно МСФО (IFRS) 9.

(б) Обесценение

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Группа отражала по всем займам и торговой дебиторской задолженности 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа планирует применить упрощенный подход и отразить ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности. Группа ожидает, что эти требования не окажут значительное влияние на её собственный капитал ввиду обеспеченности займов и дебиторской задолженности, но она должна будет провести более детальный анализ, учитывающий всю обоснованную и подтверждаемую информацию, включая прогнозную, для определения размеров влияния.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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 принимает во внимание пояснения, выпущенные Советом по МСФО в рамках предварительного варианта документа в июле 2016 года, и будет отслеживать изменения в будущем.

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 объёме. 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. Совет по МСФО перенес дату вступления данных поправок в силу на неопределённый срок, однако организация, применяющая данные поправки досрочно, должна применять их перспективно. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 7 «Инициатива в сфере раскрытия информации»

Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчёт о движении денежных средств» являются частью инициативы Совета по МСФО в сфере раскрытия информации и требуют, чтобы организация раскрывала информацию, позволяющую пользователям финансовой отчётности оценить изменения в обязательствах, обусловленных финансовой деятельностью, включая как изменения, обусловленные денежными потоками, так и изменения, не обусловленные ими. При первом применении данных поправок организации не обязаны предоставлять сравнительную информацию за предшествующие периоды. Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Применение данных поправок потребует раскрытия Группой дополнительной информации.

Поправки к МСФО (IAS) 12 «Признание отложенных налоговых активов в отношении нереализованных убытков»

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать то, ограничивает ли налоговое законодательство источники налогооблагаемой прибыли, против которой она может делать вычеты при восстановлении такой вычитаемой временной разницы. Кроме того, поправки содержат указания в отношении того, как организация должна определять будущую налогооблагаемую прибыль, и описывают обстоятельства, при которых налогооблагаемая прибыль может предусматривать возмещение некоторых активов в сумме, превышающей их балансовую стоимость.

Организации должны применять данные поправки ретроспективно. Однако при первоначальном применении поправок изменение собственного капитала на начало самого раннего сравнительного периода может быть признано в составе нераспределённой прибыли на начало периода (или в составе другого компонента собственного капитала, соответственно) без разнесения изменения между нераспределённой прибылью и прочими компонентами собственного капитала на начало периода. Организации, которые применяют данное освобождение, должны раскрыть этот факт.

Данные поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Если организация применит данные поправки в отношении более раннего периода, она должна раскрыть этот факт. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированную 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)

Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций»

Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты на основе акций», в которых рассматриваются три основных аспекта: влияние условий перехода прав на оценку операций по выплатам на основе акций с расчётами денежными средствами; классификация операций по выплатам на основе акций с условием расчётов на нетто-основе для обязательств по налогу, удерживаемому у источника; учёт изменения условий операции по выплатам на основе акций, в результате которого операция перестаёт классифицироваться как операция с расчётами денежными средствами и начинает классифицироваться как операция с расчётами долевыми инструментами.

При принятии поправок организации не обязаны пересчитывать информацию за предыдущие периоды, однако допускается ретроспективное применение при условии применения поправок в отношении всех трёх аспектов и соблюдения других критериев. Поправки вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. В настоящее время Группа оценивает возможное влияние данных поправок на её консолидированную финансовую отчётность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 был выпущен в январе 2016 года и заменяет собой МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». МСФО (IFRS) 16 устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали все договоры аренды с использованием единой модели учёта в балансе, аналогично порядку учёта, предусмотренному в МСФО (IAS) 17 для финансовой аренды. Стандарт предусматривает два освобождения от признания для арендаторов – в отношении аренды активов с низкой стоимостью (например, персональных компьютеров) и краткосрочной аренды (т.е. аренды со сроком не более 12 месяцев). На дату начала аренды арендатор будет признавать обязательство в отношении арендных платежей (т.е. обязательство по аренде), а также актив, представляющий право пользования базовым активом в течение срока аренды (т.е. актив в форме права пользования).

Арендаторы будут обязаны признавать процентный расход по обязательству по аренде отдельно от расходов по амортизации актива в форме права пользования.

Арендаторы также должны будут переоценивать обязательство по аренде при наступлении определённого события (например, изменении сроков аренды, изменении будущих арендных платежей в результате изменения индекса или ставки, используемых для определения таких платежей). В большинстве случаев арендатор будет учитывать суммы переоценки обязательства по аренде в качестве корректировки актива в форме права пользования.

Порядок учёта для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с действующими в настоящий момент требованиями МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую.

Кроме этого, МСФО (IFRS) 16 требует от арендодателей и арендаторов раскрытия большего объёма информации по сравнению с МСФО (IAS) 17.

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение, но не ранее даты применения организацией МСФО (IFRS) 15. Арендатор вправе применять данный стандарт с использованием ретроспективного подхода либо модифицированного ретроспективного подхода. Переходные положения стандарта предусматривают определённые освобождения. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и её дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2016 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 инвестиции.

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 организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированный отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

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 прибыль 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 неконтрольных долей участия в приобретаемой организации. Для каждого объединения бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольные 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 общие и административные расходы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

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.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного возмещения и признанных неконтрольных 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 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 консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 договора, 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.

Займы и дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность, займы и прочая дебиторская задолженность с фиксированными или определенными 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 инвестициям.

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. Убыток от такого обесценения не сторнируется в последующих периодах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

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 кредитруется против резерва. Изменения в балансовой стоимости резерва признаются в консолидированном отчёте о 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.

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 консолидированном отчёте о 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 консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 полных затрат для учёта нефтегазовых активов, при котором приобретения активов, продуктивные разведочные скважины, все затраты по разработке (включая разработку непродуктивных эксплуатационных скважин), вспомогательное оборудование и лицензии на разведку при приобретении капитализируются.

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 эксплуатации месторождения, и прямолинейного метода для активов, сроки полезного использования которых меньше, чем срок эксплуатации месторождения.

Группа после даты приобретения в консолидированном 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 аренды 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	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 консолидированном отчёте о совокупном доходе как расходы по мере их возникновения.

Прибыль или убыток от реализации или выбытия актива определяется как разница между выручкой от реализации и текущей стоимостью актива и признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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.

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 резерва 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.

Подходный налог

Расходы по подходному 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 консолидированном отчёте о 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 Группы по текущему налогу рассчитывается с использованием налоговых ставок, которые были введены официально или по существу на дату составления консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подходный налог (продолжение)

Отсроченный налог

Отсроченный налог признаётся по разнице между балансовой стоимостью активов и обязательств в консолидированной финансовой отчётности и соответствующей налоговой базой, используемой при расчёте налогооблагаемой прибыли и учитывается по методу обязательств. Обязательства по отсроченному налогу, как правило, отражаются в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, а отсроченные налоговые активы отражаются с учётом вероятности наличия в будущем налогооблагаемой прибыли, из которой могут быть вычтены временные разницы, принимаемые для целей налогообложения. Подобные налоговые активы и обязательства не признаются, если временные разницы связаны с деловой репутацией или возникают вследствие первоначального признания (кроме случаев объединения компаний) других активов и обязательств в рамках операции, которая не влияет на размер ни налогооблагаемой, ни бухгалтерской прибыли.

Активы и обязательства по отсроченному подходному налогу учитываются с использованием налоговых ставок, применение которых ожидается в течение периода выбытия активов или погашения обязательств по тем налоговым ставкам (и в соответствии с налоговым законодательством), которые были введены официально или по существу на отчётную дату. Оценка обязательств и активов по отсроченному налогу отражает налоговые последствия того, как Группа ожидает на отчётную дату возместить или погасить стоимость своих активов и обязательств на отчётную дату.

Взаимозачёт по активам и обязательствам по отсроченному налогу производится в том случае, когда имеется юридически закреплённое право зачесть текущие налоговые активы против текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к подходному налогу, взимаемому одним и тем же налоговым органом, и Группа планирует возместить свои налоговые активы и погасить налоговые обязательства на нетто-основе.

Текущие и отсроченные налоги признаются как расходы или доходы в отчёте о совокупном доходе, кроме случаев, когда они относятся к статьям, отнесённым непосредственно на собственный капитал, когда налог также признаётся непосредственно в собственном капитале, или когда налоги возникают из-за первоначального учёта при объединении компаний.

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 Группы, 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 подходным налогом по контракту на недропользование.

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 171.442 тенге в месяц в 2016 году (2015 год: 160.230 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 консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на текущие/краткосрочные и внеоборотные/долгосрочные. Актив является текущим, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи или потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он удерживается главным образом для целей торговли;
- его предполагается реализовать в пределах 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или эквивалент денежных средств, кроме случаев, когда существуют ограничения на его обмен или использование для погашения обязательств, действующие в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных.

Обязательство является текущим, если:

- его предполагается урегулировать в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается преимущественно для целей торговли;
- оно подлежит урегулированию в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчетного периода; или
- у организации нет безусловного права отсрочить урегулирование обязательства по меньшей мере на 12 (двенадцать) месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Активы и обязательства по отсроченному налогу классифицируются как внеоборотные/долгосрочные активы и обязательства.

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 текущей 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 финансовых 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. Краткосрочная 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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 отражено 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 потребуется выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды, причем размер таких обязательств может быть оценён с достаточной степенью точности.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражается по первоначальной стоимости.

Займы

Займы оцениваются при первоначальном признании по справедливой стоимости за вычетом понесённых расходов по сделке. Впоследствии займы оцениваются по амортизированной стоимости; разницы между полученными средствами (за вычетом расходов по сделке) и выкупной стоимостью признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе в течение срока займа с использованием метода эффективной процентной ставки. Займы классифицируются как краткосрочные обязательства за исключением случаев, когда у Группы есть безусловное право отложить погашение обязательства на срок свыше 12 (двенадцати) 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 договорами 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 договору условий.

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

Признание расходов

Расходы учитываются в момент фактического получения соответствующих товаров или услуг, независимого от того, когда денежные средства или их эквиваленты были выплачены, и отражаются в финансовой отчётности в том периоде, к которому они относятся.

Операции с акционерами

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной 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 текущей (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 консолидированной 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»*.

Возмещаемость текущей стоимости 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 ценности 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 дисконтированная 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 контрактов на недропользование 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 иных аналогичных обязательствах»*. Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

Большая часть данных обязательств отсрочена до окончания полезной службы нефтегазовых активов (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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений (продолжение)

Резерв признаётся в момент появления обязательства, на основе чистой дисконтированной стоимости затрат по восстановлению участка. Фактические затраты, понесённые в будущих периодах, могут существенно отличаться от оцененных 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.

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. Увеличение в периодах контрактов на недропользование 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 балансовой (текущей) стоимости нефтегазовых активов. 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.

Группы 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.

Последняя оценка запасов нефти осуществлялась по состоянию на 31 декабря 2016 года компанией Geo Jade Petroleum Research Institute.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

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.

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 аренды 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 нефтегазовых активов по разработке после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Права на недрополь- зование	Итого
Первоначальная стоимость			
На 1 января 2015 года	41.835.824	33.396.219	75.232.043
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 18</i>)	35.733	-	35.733
Перевод из незавершенного строительства (<i>Примечание 7</i>)	6.442.774	-	6.442.774
Приобретение дочерней организации	7.048.365	69.038.521	76.086.886
Поступления	38.606	-	38.606
Выбытия	(88.430)	-	(88.430)
На 31 декабря 2015 года	55.312.872	102.434.740	157.747.612
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечания 18, 20</i>)	503.759	-	503.759
Перевод из незавершенного строительства (<i>Примечание 7</i>)	8.845.221	-	8.845.221
Поступление	193.759	-	193.759
На 31 декабря 2016 года	64.855.611	102.434.740	167.290.351
Накопленный износ и истощение			
На 1 января 2015 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)
Отчисления за год	(3.526.346)	(1.331.882)	(4.858.228)
На 31 декабря 2016 года	(22.615.110)	(22.236.735)	(44.851.845)
Остаточная стоимость			
На 31 декабря 2015 года	36.224.108	81.529.887	117.753.995
На 31 декабря 2016 года	42.240.501	80.198.005	122.438.506

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ (продолжение)

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

Права на недропользование по месторождению Кара Арна, Восточная Кокарна и Матин с балансовой (текущей) стоимости 33.396.219 тысяч тенге представляют собой первоначальный платеж Правительству. Поступление в размере 69.038.521 тысяч тенге относится к месторождениям Морское, Каратал и Даулеталы, возникшие в результате приобретения дочерней организации.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 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 2015 года	67.299	486.149	107.473	509.400	265.524	1.435.845
Приобретение дочерней организации	-	107.119	81.511	8.360	17.525	214.515
Поступления	-	-	-	-	17.324	17.324
Перевод из незавершённого строительства (<i>Примечание 7</i>)	-	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
Поступления	-	-	33.374	-	6.536	39.910
Перевод из незавершённого строительства (<i>Примечание 7</i>)	73.940	455.506	19.542	12.082	52.859	613.929
Выбытия	-	(49)	(3.794)	-	(10.957)	(14.800)
На 31 декабря 2016 года	141.239	1.036.226	237.908	534.326	346.934	2.296.633
Накопленный износ						
На 1 января 2015 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)
Отчисления за год	-	(41.016)	(58.123)	(53.462)	(45.778)	(198.379)
Выбытия износа	-	44	2.827	-	10.523	13.394
На 31 декабря 2016 года	-	(198.704)	(127.236)	(250.928)	(199.813)	(776.681)
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2015 года	67.299	423.037	116.846	324.778	133.938	1.065.898
На 31 декабря 2016 года	141.239	837.522	110.672	283.398	147.121	1.519.952

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	2.443.698	2.213.786
Поступления	19.798.372	2.721.945
Приобретение дочерней организации	-	3.996.430
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 5, 6)	(9.459.150)	(6.486.450)
Выбытие	-	(2.013)
На 31 декабря	12.782.920	2.443.698

В течение 2016 года Группой было введено в эксплуатацию 24 скважины на месторождениях Матин, Восточная Кокарна, Кара Арна и Морское.

По состоянию на 31 декабря 2016 года незавершённое строительство включают 40 скважин, находящихся на стадии строительства и монтажных работ, с соответствующими оборудованием и материалами, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудования, станки, трубы, нефтепроводы.

8. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	1.708.210	-
Поступления	537.474	291.835
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 18)	11.976	-
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 20)	46.275	-
Приобретение дочерней организации	-	1.416.375
На 31 декабря	2.303.935	1.708.210

Поступления по разведочным и оценочным активам в течение 2016 года были представлены затратами по разведочным работам на месторождении Даулеталы.

9. ЗАЙМ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЙ

На 31 декабря 2016 года займ предоставленный представляет собой займ, выданный компании АО North Caspian Petroleum (связанная сторона) на сумму 150.672 тысяч тенге. Дата погашения займа 23 декабря 2017 года, процентная ставка по займу составила 18% годовых.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Готовая продукция – нефть	1.424.962	790.334
Сырьё и материалы	850.358	933.219
На 31 декабря	2.275.320	1.723.553

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Торговая дебиторская задолженность	5.500.239	4.134.029
	5.500.239	4.134.029

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченные и не обесцененные	Просроченные, но не обесцененные			
			<30 дней	30-90 дней	90-120 дней	>120 дней
2016 год	5.500.239	5.500.239	5.496.893	-	-	3.346
2015 год	4.134.029	4.134.029	992.810	3.140.845	-	374

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Налог на добавленную стоимость	4.068.410	2.676.168
Прочие	31.680	57.242
	4.100.090	2.733.410

13. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Предоплата за товары и услуги	1.492.152	1.567.691
Предоплата по договорам страхования	77.923	130.442
Тендерная гарантия	-	2.236.147
	1.570.075	3.934.280

14. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Банковская гарантия	1.255.131	1.278.404
Банковские депозиты	33.329	46.828
Прочие	675.195	102.848
	1.963.655	1.428.080

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Деньги на счетах в банках, в тенге	1.327.252	843.567
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	182.035	6.085.117
Деньги в кассе	1.536	815
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(951.506)	(755.602)
	559.317	6.173.897

По состоянию на 31 декабря 2016 года Группа имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 951.506 тысячи тенге (по состоянию на 31 декабря 2015 года: 755.602 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата, и ставка вознаграждения по которым варьируется от 4% до 10% годовых (в 2015 году: 4% до 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*).

16. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Компания осуществила выпуск 15.000 штук и размещение 8.000 штук 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 течение 2016 и 2015 года Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

16. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (продолжение)

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, базовая прибыль/(убыток) на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Чистая прибыль/(убыток) за год	9.227.556	(66.679.035)
Чистая прибыль/(убыток), использованная для расчёта базовой прибыли/(убытка) на акцию	9.227.556	(66.679.035)
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000
Базовая прибыль/(убыток) на акцию	1.153	(8.335)

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

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Активы, всего	156.208.494	143.951.215
Минус: нематериальные активы	(54.989)	(64.753)
Минус: обязательства, всего	(197.824.624)	(194.794.901)
Итого чистые активы	(41.671.119)	(50.908.439)
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	(5.208.890)	(6.363.555)

17. ЗАЙМЫ

22 июля 2015 года Группа заключила два соглашения невозобновляемой кредитной линии с АО ДБ «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 по первому соглашению 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 займов, предоставленных ОАО «Сбербанком России» и ДБ АО «Сбербанк России».

29 марта 2016 года Группа получила транш по второму соглашению на сумму 50.000 тысяч долларов США (эквивалентно 17.007.500 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств).

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

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

Дата погашения Первого и Второго траншей по первому соглашению определены как 30 июля 2018 года и 10 августа 2022 года, со ставками вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75% и ЛИБОР 3М + 3,60%, соответственно. Транш по второму соглашению на сумму 50.000 тысяч долларов США со ставкой вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75% годовых погашается 23 июля 2018 года.

По состоянию на 31 декабря 2016 года займы отражены 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, Морское, Каратал, Даулеталы и других нефтегазовых активов.

Ковенанты

По состоянию на 31 декабря 2016 года в связи с несоблюдением финансового ковенанта, введенным филиалом АО «ДБ Банк Китая» в Казахстане, вся сумма займа, предоставленного Банком, в размере 114.568.438 тысяч тенге была классифицирована в краткосрочных обязательствах как до востребования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

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. по фиксированной ставке вознаграждения в размере 4% годовых.

В 2016 году Группа произвела взаимозачёт задолженности по займу от Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. на сумму 22.186.226 тысяч тенге с займами выданными.

Движение задолженности Группы по займам за годы, закончившиеся 31 декабря, представлено ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	163.768.788	34.245.784
Дополнительное финансирование	17.007.500	89.996.000
Начисленные вознаграждения (<i>Примечание 30</i>)	8.686.611	3.350.920
(Доход)/убыток от курсовой разницы, нетто	(3.206.119)	74.088.807
Погашения основного долга	(9.683.431)	(35.338.438)
Погашения вознаграждения	(5.970.048)	(2.239.702)
Подоходный налог у источника выплаты	(1.234.016)	(334.583)
Налог на добавленную стоимость	43.756	-
Взаимозачёт	(22.186.226)	-
На 31 декабря	147.226.815	163.768.788
Краткосрочная часть	(134.500.707)	(129.821.788)
Долгосрочная часть	12.726.108	33.947.000

18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	1.577.275	1.105.641
Приобретение дочерней организации	-	359.494
Расходы по приросту обязательства с течением времени (<i>Примечание 30</i>)	114.081	85.064
Дополнительный резерв за год (<i>Примечания 5, 9</i>)	163.749	35.733
Изменения в оценке	-	(8.657)
На 31 декабря	1.855.105	1.577.275

Предполагаемые будущие затраты на восстановление объектов, связанных с нефтяными операциями, основаны на инженерных расчётах ожидаемого метода и объеме 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 недропользование, раскрытых в *Примечании 1*. Амортизация дисконта, относящаяся к резерву на будущее восстановление участка и ликвидацию скважин, включена в состав финансовых расходов.

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по оставшимся 442 скважинам, пробуренным на месторождениях Группы по состоянию на 31 декабря 2016 года (31 декабря 2015 года: 396 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях.

Для расчёта резерва по ликвидации и восстановлению месторождений использовалась ставка инфляции, равная 5,5%, и ставка дисконтирования, равная 7% (2015 год: 5,5% и 7%, соответственно).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, расходы по подоходному налогу составили:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	3.544.849	2.377.722
Расходы по налогу на сверхприбыль	185.610	168.991
Итого расходы по текущему подоходному налогу	3.730.459	2.546.713
Расход/(экономия) по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(404.457)	167.610
Расход по отсроченному налогу на сверхприбыль	(141.473)	182.994
Итого расход по отсроченному подоходному налогу	(545.930)	350.604
Итого расходы по подоходному налогу	3.184.529	2.897.317

Отсроченные налоги отражают чистое налоговое влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств, отраженной 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>	2016 год	Возникно- вание и сторни- рование временных разниц	2015 год	Возникно- вание и сторни- рование временных разниц	2014 год
Активы по отсроченному подоходному налогу					
Переносимые налоговые убытки	16.524.049	1.031.493	15.492.556	15.464.032	-
Прочие начисленные обязательства	602.598	(23.834)	626.432	86.863	188.302
Налоги к уплате	483.339	94.047	389.292	(260.992)	553.327
Разведочные и оценочные активы	183.155	(53.038)	236.193	9.816	-
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	227.007	17.097	209.910	8.663	180.465
Курсовая разница по социальным и историческим обязательствам	-	(191.031)	191.031	71.613	-
	18.020.148	874.734	17.145.414	15.379.995	922.094
Минус: резерв по не признанным отсроченным налоговым активам	(16.071.990)	(415.102)	(15.656.888)	(15.537.396)	-
	1.948.158	459.632	1.488.526	(157.401)	922.094
Обязательства по отсроченному подоходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(24.336.380)	(86.298)	(24.422.678)	(193.203)	(6.447.396)
	(24.336.380)	(86.298)	(24.422.678)	(193.203)	(6.447.396)
Обязательство по отсроченному налогу, нетто	(22.388.222)	(545.930)	(22.934.152)	(350.604)	(5.525.302)

Ставка подоходного налога в Республике Казахстан, месте пребывания Группы, за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов составляла 20%. В соответствии с условиями Контракта на недропользование Республики Казахстан, Группа обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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, отраженными в финансовой отчётности. На 31 декабря 2016 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 Группы, имеющихся на 31 декабря 2016 года, истекают в целях налогообложения в 2016-2026 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 консолидированном отчёте о совокупном доходе:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Прибыль/(убыток) до налогообложения	12.412.085	(63.781.718)
Подоходный налог по установленной ставке 20%	2.482.417	(12.756.344)
Корректировки с целью учёта		
Налог на сверхприбыль	44.137	351.985
Изменение в непризнанном отсроченном налоговом активе	415.102	15.537.396
Невычитаемые расходы	242.873	(235.720)
Расходы по подоходному налогу	3.184.529	2.897.317

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Сверка отсроченных налоговых обязательств, нетто		
По состоянию на 1 января	22.934.152	5.525.302
Отсроченное налоговое обязательство за год	(545.930)	350.604
Отсроченное налоговое обязательство по результатам приобретения дочерней организации	-	17.058.246
По состоянию на 31 декабря	22.388.222	22.934.152

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

По состоянию на 31 декабря 2016 годов прочие долгосрочные обязательства были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Обязательства по историческим затратам	1.372.741	1.650.717
Обязательства по социальной инфраструктуре	923.261	613.793
Долгосрочные гарантийные обязательства	16.335	16.335
	2.312.337	2.280.845

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Движение обязательств по социальной инфраструктуре и обязательствам по историческим затратам в течение 2016 и 2015 годов было представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной инфраструктуре	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2015 года	58.692	484.803	543.495
Приобретение дочерней организации	269.866	721.536	991.402
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 30</i>)	34.902	82.950	117.852
Изменение в оценке	33.281	16.701	49.982
Убыток от курсовой разницы	261.284	677.603	938.887
	658.025	1.983.593	2.641.618
Реклассификация в краткосрочную часть	(44.232)	(332.876)	(377.108)
На 31 декабря 2015 года	613.793	1.650.717	2.264.510
Дополнительно начисленные обязательства (<i>Примечания 5, 8</i>)	398.261	-	398.261
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 30</i>)	81.725	147.880	229.605
Изменение в оценке	-	(39.623)	(39.623)
Реклассификация	-	58.925	58.925
Доход от курсовой разницы, нетто	(22.565)	(25.198)	(47.762)
	1.071.215	1.792.701	2.863.916
Реклассификация в краткосрочную часть	(147.954)	(419.960)	(567.914)
На 31 декабря 2016 года	923.261	1.372.741	2.296.002

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. В 2016 году, АО Кожан подписал дополнительное соглашение, согласно которому обязательные выплаты по социальной сфере увеличились с 120 до 220 тысяч долларов США.

На 31 декабря 2016 года данные обязательства деноминированы в долларах США и основаны на тех же допущениях, использованных для оценки обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (*Примечание 18*).

21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря кредиторская задолженность представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
В тенге	18.462.178	747.739
В долларах США	349.239	505.952
В российских рублях	98.033	66.938
	18.909.450	1.320.629

Торговая кредиторская задолженность является беспроцентной и расчёты по ней осуществляются обычно в течение 30 (тридцати) дней.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Корпоративный подоходный налог	552.210	315.643
Налог на сверхприбыль	164.219	142.603
	716.429	458.246

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

По состоянию на 31 декабря прочие налоги к уплате представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Рентный налог	1.060.090	834.948
Налог на добычу полезных ископаемых	821.706	590.379
Подоходный налог у источника выплаты	272.182	24.762
Социальный налог	12.599	27.819
Прочие налоги	122.636	80.376
	2.289.213	1.558.284

24. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Обязательства по историческим затратам и социальной инфраструктуре	529.091	584.214
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	194.597	202.082
Краткосрочные гарантийные обязательства	-	46.811
Прочие	63.845	63.575
	787.533	896.682

25. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Экспортные продажи сырой нефти	51.264.512	37.572.577
Внутренние продажи сырой нефти	3.495.714	2.027.642
Компенсация в банк качества	(2.834.999)	(1.916.197)
	51.925.227	37.684.022

В течение 2016 года добыча сырой нефти Группы составила 630.013 тонн, из которых 593.514 тонн были реализованы (в течение 2015 года: 557.224 тонны произведено и 550.248 тонны были реализованы).

18 декабря 2013 года Группа заключила долгосрочный контракт на 5 лет с Vitol Central Asia S.A, юридическим лицом, зарегистрированным в Швейцарии. Приблизительная сумма контракта составляет 1.872.000 тысяч долларов США. В течение 2016 года Группа экспортировала 333.033 тонн сырой нефти в соответствии с настоящим контрактом (2015 год: 378.002 тонны).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Износ, истощение и амортизация	4.905.324	3.678.783
Налог на добычу полезных ископаемых	2.665.698	1.826.314
Заработная плата и соответствующие налоги	2.340.826	1.892.742
Расходы на транспортировку	990.802	207.434
Материалы и запасы	859.211	648.454
Ремонт и обслуживание	519.236	315.749
Электроэнергия	500.395	609.090
Имущественный налог	488.454	429.701
Аренда	472.172	354.194
Расходы по обслуживанию скважин	337.783	77.872
Геологические и геофизические работы	295.278	152.046
Расходы на питание	238.425	212.564
Страхование	147.499	842.177
Услуги охраны	145.292	117.246
Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки	55.451	221.880
Изменения в запасах сырой нефти	(796.152)	426
Прочие расходы	786.556	313.692
	14.952.250	11.900.364

27. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Подготовка и транспортировка нефти	7.150.242	5.038.949
Таможенные пошлины	6.179.154	6.047.157
Рентный налог	2.688.892	3.781.437
Демередж	86.597	190.396
Износ и амортизация	70.660	36.478
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	40.707	17.165
Прочие	322.729	126.801
	16.538.981	15.238.383

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

28. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Заработная плата и соответствующие налоги	1.437.929	1.223.686
Налоги и другие платежи в бюджет	388.516	85.530
Обучение персонала	172.001	148.164
Командировочные и представительские расходы	89.713	73.848
Износ и амортизация	78.175	58.218
Расходы по аренде	75.799	41.755
Материалы	52.840	35.029
Консультационные услуги	49.238	70.628
Спонсорская помощь	40.693	28.615
Банковские услуги	24.086	54.609
Услуги связи	21.050	21.599
Охрана	15.053	15.862
Штрафы и пени	9.742	5.707
Коммунальные услуги	6.554	5.754
Страхование	5.143	3.534
Прочие	322.131	161.439
	2.788.663	2.033.977

29. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Процентный доход от предоставленного займа	965.191	432.319
Процентный доход по банковским депозитам	95.762	45.032
Процентный доход по депозитам на ликвидационный фонд	81.574	47.111
	1.142.527	524.462

30. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Расходы по вознаграждению (Примечание 17)	8.686.611	3.350.920
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 20)	147.880	82.950
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 18)	114.081	85.064
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 20)	81.725	34.902
Прочие	69.500	57.719
	9.099.797	3.611.555

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ/(РАСХОДЫ), НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Расход от изменения в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождений, исторических затрат и инвестиций в социальную инфраструктуру (<i>Примечания 19, 20</i>)	-	(41.325)
Износ и амортизация	(15.517)	(22.943)
Убыток от выбытия основных средств и нефтегазовых активов, нетто	(1.406)	(4.240)
Прочие	95.134	44.896
	78.211	(23.612)

32. 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 2016 года и 2015 года, Группа имела торговые операции со следующими связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Финансовые доходы	-	-
Финансовые расходы	-	-
Реализация услуг	-	1.185
Прочие доходы	9.675	978

Следующие балансы со связанными сторонами включены в консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года и 2015 года:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Займы полученные	12.726.108	34.201.812
Займы выданные (<i>Примечание 9</i>)	-	-
Торговая дебиторская задолженность	11.002	235

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы, в количестве 14 человек, состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 415.785 тысячи тенге и 1.272.589 тысяч тенге, соответственно.

33. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условные обязательства по Контрактам на недропользование

Несоблюдение Контрактов на недропользование

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

33. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контрактам на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Размер социальных обязательств оговорен в Контрактах на недропользование. Резерв по таким обязательствам отражен в консолидированной финансовой отчётности Группы (*Примечание 20*). Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов.

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, Матин, Морское, Каратал и Даулеталы. Как минимум 50% этих затрат должны распределяться через образовательные учреждения Республики Казахстан. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов.

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 и 20% на месторождениях Морское, Каратал и Даулеталы на местный рынок в Республике Казахстан. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов.

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 18*). 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 15*). 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 консолидированной 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

33. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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 консолидированную финансовую отчётность.

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.

34. 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 консолидированном отчёте о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В течение 2016 и 2015 годов Группа получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2016 году доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 73% (в 2015 году: доходы Vitol Central Asia S.A. составили 83%) от общего дохода Группы.

Руководство Группы периодически анализирует кредитные рейтинги указанных банков и осуществляет сделки с теми банками-резидентами и нерезидентами, которые имеют кредитный рейтинг не ниже ВВ- по долгосрочным вкладам в долларах США, присвоенный рейтинговым агентством «Стандард энд Пурс».

В следующей таблице отражены денежные средства в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов для казахстанских банков:

<i>В тысячах тенге</i>	Местона- хождение	Агентство	2016 год	2015 год	2016 год	2015 год
Bank of America	США	Standard & Poor's	ВВВ+/стабильный	ВВВ+/стабильный	1.255.131	1.278.404
АО «Евразийский банк»	Казахстан	Standard & Poor's	В/стабильный	В/стабильный	833.786	6.304.249
АО «Qazaq Banki»	Казахстан	Standard & Poor's	В-/негативный	В-/негативный	572.647	99.061
АО ДБ «Банк Китая в Казахстане»	Казахстан	Standard & Poor's	А/стабильный	А/стабильный	71.637	22.191
АО «АТФ Банк»	Казахстан	Standard & Poor's	В/негативный	В-/стабильный	58.554	35.780
АО «Казкоммерцбанк»	Казахстан	Standard & Poor's	В-/негативный	В-/негативный	4.105	1.519
АО «Торгово-промышленный Банк Китая в Алматы»	Казахстан	Standard & Poor's	А/стабильный	А/стабильный	1.887	1.926

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 займов на основе плавающей процентной ставки – ЛИБОР. Руководство Группы не ограничивало влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

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

<i>В тысячах тенге</i>	Увеличение/ уменьшение в базисных пунктах	Влияние на прибыль до налого- обложения
2016 год		
Доллар США	+60	(802.396)
	-8	106.986
2015 год		
Доллар США	+50	(644.993)
	-12	154.798

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

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 задолженностью по займам, 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 обменного курса, связанного с торговой дебиторской задолженностью, в любой момент времени ограничена одним месяцем.

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

Деноминированы в долларах США	2016 год	2015 год
Активы	7.092.926	11.589.799
Обязательства	(150.178.086)	(164.537.125)
Чистая балансовая позиция	(143.085.160)	(152.947.326)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанным с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчетов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Группы и используется уровень чувствительности в 13%/(13)% (в 2015 году: 60%/(20%)).

В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств, деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец года. При конвертации на конец периода используются курсы, измененные на 13%/(13)% по сравнению с действующими (в 2015 году: 60%/(20%)).

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 13% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 13% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2015 году: увеличение на 60%, уменьшение на 20%).

	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года		За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	
	Тенге / доллар США +13%	Тенге / доллар США -13%	Тенге / доллар США +60%	Тенге / доллар США -20%
Чистый (убыток)/прибыль	(18.601.071)	18.601.071	(91.768.396)	30.589.465

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.

В тысячах тенге	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2016 года						
Банковские займы	134.551.822	-	-	-	-	134.551.822
Торговая кредиторская задолженность	-	18.914.975	-	-	-	18.914.975
Займы от связанных сторон	-	-	-	-	12.726.108	12.726.108
	134.551.822	18.914.975	-	-	12.726.108	166.192.905

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2015 года						
Банковские займы	129.858.444	-	-	-	-	129.858.444
Торговая кредиторская задолженность	-	1.320.629	-	-	-	1.320.629
Займы от связанных сторон	-	1.376.960	-	-	33.947.000	35.323.960
	129.858.444	2.697.589	-	-	33.947.000	166.503.033

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 2016 и 2015 годов 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 осведомленными 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 2016 года и 2015 года балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

35. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В 2017 году, Группа получила письмо от Geo-Jade Petroleum Corporation, согласно которому она намерена и в состоянии при необходимости предоставить Группе, необходимые средства, чтобы позволить Группе продолжать свою нормальную деятельность как минимум в течение следующих 12 месяцев с отчетной даты.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2017 году добыча нефти планируется на уровне 450 000 тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2017 году запланировано бурение 18 добывающих скважин из них 4 скважины горизонтальные. Также запланировано выполнение геолого-технических мероприятий на существующих скважинах, в том числе операции по повышению нефтеотдачи пластов и изоляции водяных пластов различными способами, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

По результатам интерпретации данных по сейсморазведке МОГТ 3D на расширенной контрактной территории месторождения Матин были выделены перспективы доразведки месторождения и спланированы работы по бурению разведочных скважин. В 2016 году на месторождении Матин пробурено 5 разведочных скважин №№12М, 13М, 14М, 15М, 16М из которых №14М пробурена на расширенной территории. В разрезе скважины №14М выявлены залежи высоковязкой нефти. Осуществляется испытание и подбор соответствующей технологии по извлечению высоковязкой нефти. По результатам этих работ будет дана оценка данной залежи по категории «запасы» или «ресурсы». В скважинах №№12М, 13М, 16М в результате испытания получены промышленные притоки нефти. Положительные результаты испытания скважин №№12М, 13М, 16М дали возможность пересчета запасов неоконских залежей Восточного крыла и аптских залежей Южного крыла.

В 2016 году на месторождении Кара-Арна в районе Южного грабена пробурены 2 разведочные скважины №№R-9, R-10. В скважине №R-9 получен промышленный приток нефти. Положительные результаты испытания скважины №R-9 дали возможность подсчета запасов альбских залежей Грабена Южного поля. Проведены работы по опробованию ранее ликвидированных скважин №№33, 49 Северного поля. Запасы сеноманских залежей данного района находились в категории С2. Положительные результаты опробования скважин №№33, 49 дали возможность перевода запасов сеноманских залежей Северного поля из категории С2 в категорию С1.

Таким образом в 2017 году в Государственный баланс РК будут внесены обновленные запасы в объемах: по месторождению Матин – 2 665 тыс. т геологических, по месторождению Кара-Арна – 1 258 тыс. т. Геологических. В соответствии с новыми запасами будут разработаны обновленные проекты разработки месторождений Матин и Кара-Арна на основании которых будет подготовлен новый перспективный план бурения на 2018-2021 гг.

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. Анализ нефтегазовой отрасли, макро-микроэкономические изменения	5
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи	6
4.3. Информации о продукции и реализации добываемой нефти	7
4.4. Стратегия деловой активности	7
5. Финансово-экономические показатели	8
5.1. Факторы, обусловившие расхождение плановых и фактических результатов	8
5.2. Анализ финансовых результатов	9
5.3. Финансовые показатели	11
6. Анализ рисков и управления рисками	12
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды	13
7.1. Система организации труда работников	13
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная	14
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах, мероприятиях	14
8. Корпоративное управление	14
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов	14
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании	15
8.3. Организационная структура	15
8.4. Совет директоров	16
8.5. Исполнительный орган	18
8.6. Комитеты совета директоров и их функции	18
8.7. Внутренний контроль и аудит	18

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

8.8. Информация о дивидендах.....	18
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	19
8.10. Информация о вознаграждениях.	19
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	19
9. Финансовая отчетность.....	21
10. Основные цели и задачи на следующий год.	69
11. Дополнительная информация.	70
11.1. Оглавление	70
11.2. Глоссарий.....	71
11.3. Контактная информация.	72

11.2. ГЛОССАРИЙ.

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

АНПЗ ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»

барр. Баррель

ГЗУ Газо замерная установка

Категория 1P Доказанные запасы

Категория 2P Доказанные и вероятные запасы

Категория 3P Доказанные, вероятные и возможные запасы

КПРС Капитальный подземный ремонт скважин

КТК Каспийский Трубопроводный Консорциум - 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

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 Экспортная таможенная пошлина

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2016

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «Матен Петролеум», Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Кулманова, 105
Телефон: (7122) 76-66-66; Факс: (7122) 20-21-91; 27-25-86, E-mail: info@matenpetroleum.kz

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО (запросы акционеров, институциональных инвесторов)

Серік Ержан, ведущий юрист
Телефон: 8 (727) 346-79-74; E-mail: e.serik@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; <http://www.ey.com/kz/ru/home>

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