

Maten
Petroleum

2014

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ



АО «Матен Петролеум»

г. Атырау

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.

В июне 2014 года произошла смена акционеров АО «Матен Петролеум», в результате которого компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» стала обладателем 95% от общего числа размещенных акций.

Падение цен на нефть в совокупности с увеличением обводнённости месторождений компаний стало основным вызовом для нового руководства.

В целях поддержания уровня добычи нами были существенно увеличены капитальные затраты на бурение новых эксплуатационных скважин. Планируется бурение боковых стволов в ранее пробуренных скважинах, а также бурение горизонтальных скважин.

Так же инженерами компании, наряду с общеизвестными операциями по увеличению нефтеотдачи пластов, подбираются инновационные пути и технологии решений. Планируется проведение опытно-промышленных испытаний по одновременно-раздельной эксплуатации скважин, что позволит без значительных капитальных вложений увеличить дебит скважин.

Одним из главных составляющих дальнейшего развития компании является увеличение ресурсной базы, для чего получены разрешения по расширению контрактной территории месторождения Матин с целью проведения на них геологоразведочных работ.

В ходе производственной деятельности компания продолжает особое внимание уделять требованиям законодательства в области охраны окружающей среды и безопасности труда. Для этого в планах компании на следующий год аккредитация по международному стандарту в области охраны окружающей среды и безопасности труда.

Мы надеемся, что наши усилия позволят компании стабилизировать добычу нефти и в дальнейшем продолжать соответствовать заслуженной репутации добросовестного недропользователя.

С уважением

ХУ ХУИПИНГ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР



2. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ.

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 месторождениях Кара-Арна, Восточная Кокарна и Матин, а также основную часть прочих нефтегазовых активов. Чуть позже в начале 2012 г. ТОО «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» были реализованы третьему лицу.

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

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

На 31 декабря 2014 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.

В настоящее время Компания является оператором трех нефтяных месторождений (Кара-Арна, Кокарна Восточная и Матин) и не имеет дочерних и зависимых организаций.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

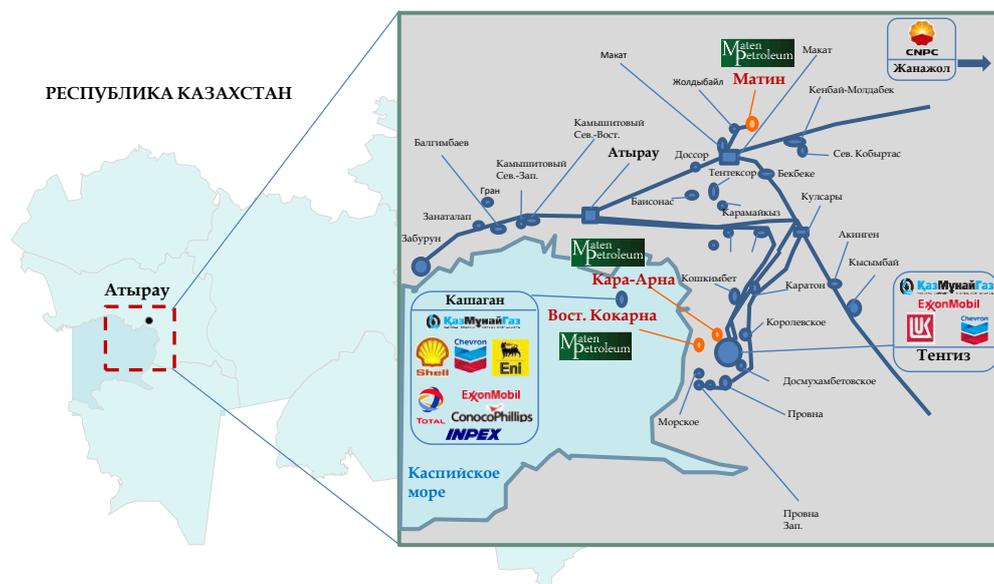
- Контракт на недропользование №230 от 07.09.1998 г. по добыче углеводородного сырья на нефтяном месторождении Кара-Арна в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть) от 19.02.1998 г.
- Контракт на недропользование № 223 от 28.08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородного 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.

Месторождение	Площадь, км ²	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2014 г., тыс. тонн	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Кара-Арна	39,0	Добыча	212,5	36,6	19.02.2023г.
Кокарна Вост.	11,0	Разведка и добыча	156,3	24,8	01.01.2028г.
Матин	25,2	Добыча	163,2	26,2	13.10.2020г.
ВСЕГО	75,2		532,0	87,5	

(1) Источник: Gaffney, Cline & Associates. По состоянию на 31.12.2014г.

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.

ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

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

3. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА.

По АО «Матен Петролеум», при годовом плане 551 150 тонн нефти, в 2014 году добыто 532 002 тонн.

По месторождению Кара-Арна планировалась добыча нефти 231 000 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет 222 678 тонн;
- за счет ГТМ 5 550 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 4 скважин с добычей 2 772 тонн.

Фактически было добыто 223 439 тонн нефти в том числе:

- из переходящих скважин прошлых лет 206 931 тонн;
- за счет ГТМ 5 494 тонн;
- ввода 4 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 5 531 тонн.

По месторождению Восточная Кокарна планировалась добыча нефти 154 500 тонн с учетом:

- скважин переходящих с прошлых лет 140 484 тонн;
- за счет ГТМ 4 680 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 3 скважин с добычей 9 336 тонн.

Фактически за год было добыто 156 327 тонн нефти в том числе:

- из переходящих скважин прошлых лет 120 765 тонн;
- за счет ГТМ 30 491;
- ввода 4 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 5 071 тонн.

По месторождению Матин планировалась добыча нефти 165 650 тонн с учетом:

- скважин переходящих с прошлых лет 156 130 тонн;
- за счет ГТМ 3 100 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 4 скважин с добычей 6 420 тонн.

Фактически за год было добыто 163 213 тонн нефти в том числе:

- от переходящих скважин прошлых лет тонн 150 433 тонн;
- от за счет ГТМ 7 579 тонн;
- от ввода 7 скважин из эксплуатационного бурения с дополнительной добычей 5 201 тонн.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

Согласно раздела доразведки проекта разработки месторождения Матин в пределах Юго-восточного поля Восточного крыла месторождения Матин в конце 2013 года пробурена разведочная скважина №11М. Произведено опробование 2-х объектов испытания в отложениях пермтриаса. Получение положительных результатов при опробовании разведочной скважины №11М явилось основанием для продолжения бурение еще двух разведочных скважин №№7М, №9М. При опробовании скважины №7М также был получен положительный результат. В скважине №9М объекты для испытания в отложениях пермтриаса выявлены не были. По результатам испытания 2-х разведочных скважин были подсчитаны запасы нефти и газа в пределах разведываемого блока. Прирост запасов нефти составил геологических 720 тыс. тонн извлекаемых 98 тыс. тонн, растворенного газа – геологических 114,5 млн. м3, извлекаемых 15,6 млн. м3, газа газовой шапки – 107,1 млн. м3.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.**4.1. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА ЗА 2014 ГОД**

Добыча нефти в Казахстане в 2014 году составила 80,8 млн тонн нефти, в том числе, 67,9 млн тонн сырой нефти и 12,9 млн тонн газового конденсата, что на 1,2% меньше, чем в 2013 году. Прошлогодний показатель нефтедобычи вывел страну на 17 место в мире. Добыча природного газа в стране по итогам 2014 года составила 42,9 млрд кубометров - на 1,6% больше, чем годом ранее. В 2015 году Казахстан планирует добыть более 80 млн тонн нефти.

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана в 2014 году переработали 14,9 млн тонн сырой нефти, что на 4% больше в сравнении с 2013 годом. В 2015 году, в соответствии с планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики РК, будет переработано 14,3млн.тонн нефти. На сегодняшний день республика импортирует недостающий внутреннему рынку объем нефтепродуктов. Однако после реконструкции и модернизации трех отечественных НПЗ, которые планируется завершить к 2017 году, суммарная мощность заводов по переработке нефти возрастет до 18,5 млн тонн нефти в год, и они смогут полностью обеспечивать спрос в светлых нефтепродуктах за счет собственных ресурсов.

Консолидированный объем транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов группы компаний АО «КазТрансОйл» в 2014 году составил 64 млн тонн. Учитывая соответствующие планы по дальнейшему росту нефтедобычи, Казахстан продолжает наращивать нефтетранспортный потенциал для обеспечения экспорта сырья в будущем. В 2014 году была проделана большая работа, связанная с расширением пропускной способности системы Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) на территории Казахстана, а также с вводом в эксплуатацию объектов по транспортировке нефти в китайском направлении.

В планах развития нефтегазовой отрасли Казахстана значится масштабный проект по созданию международного нефтяного консорциума «Евразия», который был представлен иностранным инвесторам в октябре 2013 года. Данный проект предусматривает возможность разведки и добычи глубокозалегающих пластов нефти и газа в Прикаспийской впадине. При этом 70% пластов находится на территории Казахстана, а 30% – в России. Проект «Евразия» рассчитан на 5 лет и оценивается примерно в 500 млн долларов. Его реализация намечена на 2015–2020 годы и предполагает

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

проведение обширных геологических и геофизических исследований и бурение скважин на глубину 14–15 км.

Казахстан продолжает либерализацию законодательства в сфере недропользования. В 2014 году Президентом страны подписан Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования», который значительно упрощает систему выдачи прав на недропользование. Вместо принятой еще в советское время системы, введен упрощенный порядок предоставления права недропользования по опыту Австралии. Аукционы должны стать новым способом выбора победителя в конкурсе на получение прав на недропользование. Также внесен ряд изменений и дополнений в Закон РК «О недрах и недропользовании». В частности, закон дополнен нормами, устанавливающими порядок реализации приоритетного права государства с участием национального управляющего холдинга или национальной компании, а также направленными на создание единой системы учета добычи и оборота нефти и газа в РК. В 2014 году произошли значительные изменения конъюнктуры нефтегазового рынка. Из-за резкого снижения цен на нефть, Правительство Казахстана приняло решение о реализации мер, направленных на снижение себестоимости добычи и экономию затрат. Первоначально бюджет страны на 2015 год составлялся исходя из стоимости нефти в 80 долл. США за баррель.

Однако в середине января 2015 года Министерство национальной экономики сообщило, что бюджет на 2015–2017 годы будет построен на основе цен на нефть марки Brent в 50 долл. США за баррель. С 1 апреля 2014 года ставки экспортной таможенной пошлины (ЭТП) в Казахстане на сырую нефть были повышены с 60 до 80 долл. США за тонну. В связи со значительным снижением мировой цены на нефть, с марта 2015 ставка ЭТП на сырую нефть была понижена с 80 до 60 долл. США за тонну. Планируется, что в 2015 году Казахстан поставит в Россию около 2 млн тонн нефти. Между Россией и Казахстаном существует межправительственное соглашение, согласно которому стороны договорились о встречных поставках казахстанской нефти в Россию в целях компенсации потерь федерального бюджета Российской Федерации (РФ) в отношении нефтепродуктов, поставленных из РФ в Республику Казахстан (РК) в 2012–2013 годах.

9 декабря 2010 года между правительствами РК и РФ было подписано соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в РК. В рамках данного соглашения до 1 января 2014 года осуществлялись беспошлинные поставки нефти из РФ в РК. С 1 января 2014 года взаимные поставки нефти осуществлялись в режиме обменных операций. В декабре 2013 года правительства России и Казахстана подписали соглашение о транзите 7 млн тонн/год российской нефти через Казахстан в Китай. Соглашение оговаривает только взаимоотношения в области поставок нефти и нефтепродуктов между Россией и Казахстаном, и не касается недропользователей напрямую.

Источники информации: Министерство энергетики РК, Комитет по статистике Министерства национальной экономики РК, информационные агентства «Новости-Казахстан», Kazakhstan Today, Kapital.kz.

4.2. ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

Доля АО «Матен Петролеум» в годовой добыче нефти в Казахстане за 2014 год составляет 0,66% (532 тыс. тонн.) Компания входит в 20-ку крупных недропользователей Казахстана.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014



В настоящий момент большинство крупнейших месторождений Казахстана разрабатываются силами совместных предприятий с значительным участием в них иностранных компаний. Три казахстанских гиганта – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, запасы каждого из которых превышают 1 млрд тонн нефтяного эквивалента, входят в топ-60 месторождений мира. Пиковая добыча на этих месторождениях еще впереди. Начало добычи на Кашагане запланировано на конец 2016 года. ТОО СП «Тенгизшевройл» (ТШО), добывшее в 2014 году 26,7 млн тонн нефти, уже через несколько лет сможет увеличить мощь разрабатываемого им месторождения Тенгиз. Реализация Проекта будущего расширения (ПБР), а также связанного с ним Проекта управления устьевым давлением скважин (ПУУД), позволит нарастить добычу нефти в ТШО на 12 млн тонн, до более чем 38 млн тонн в год. На Карачаганаке также планируется начало нового проекта, концепция и вопросы инвестирования которого должны быть решены к 2017 году.

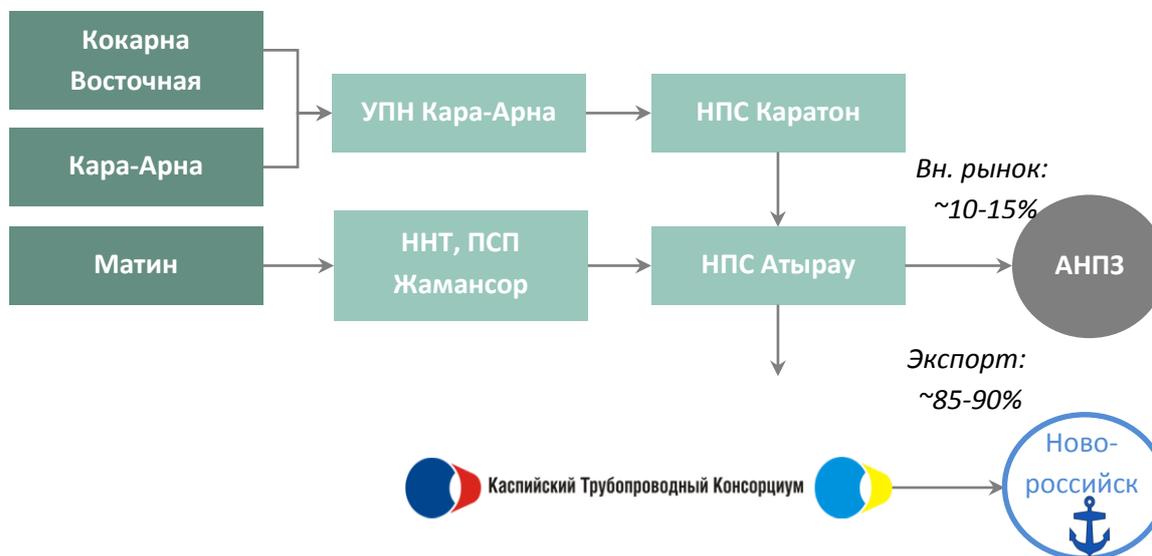
На 13 крупнейших месторождений Казахстана приходится около 87% общей добычи в Республике Казахстан, участие в добыче нефти на которых принимают все основные мировые нефтегазовые компании: ExxonMobil, Shell, Chevron, Inpex, Eni, CNPC, Sinopec, BG Group.

4.3. ИНФОРМАЦИИ О ПРОДУКЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

Выгодное географическое расположение активов Компании и развитая нефтетранспортная инфраструктура в Атырауской области обеспечивают наличие надежных каналов сбыта продукции. Компания реализует нефть как на внешнем так и на внутреннем рынках. Исторически, около 85-90% добытой нефти поставляется на экспорт, остальные 10-15% реализуется на внутреннем рынке.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

Однако в отчетном году, с целью обеспечения внутреннего бензином, компетентный орган установил для предприятия квоту на внутренний рынок выше контрактных условий. В итоге за 2014 год поставка на внутренний рынок составила 18,2 % от объема добычи нефти.



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

Нефть, реализованная, на внутреннем рынке доставляется по внутренним нефтепроводам до покупателя и, как правило, перерабатывается на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе.

Основным покупателем экспортной нефти Компании в 2014 году являлся Vitol Central Asia S.A., с которым был заключен долгосрочный контракт на поставку нефти. Крупнейшим покупателем на внутреннем рынке является ТОО «Премиум Холдинг».

4.4. СТРАТЕГИЯ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ

Основной стратегической задачей руководства Компании на ближайшие годы является поддержание добычи нефти на уровне 500-550 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.

Отдельным направлением производственной деятельности Компании является продолжение работ по до разведке месторождений с целью увеличения ресурсной базы.

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. Средняя цена реализации нефти на экспорт в 2014 году при плане 102 долларов США за баррель составила 96,6 долларов США, что на 5,3% ниже запланированного, что явилось следствием резкого падения мировых цен с сентября 2014 года.

Объем добычи нефти Компании за 2014 год составил 532 002 тонн - на 3,5% меньше планового показателя. Невыполнению плана добычи нефти АО «Матен Петролеум» способствовало ряд нижеследующих причин:

- по месторождению Кара-Арна было подключение нового коллектора от ГЗУ №2 до УПН Кара-Арна с частичной остановкой месторождения, отключение электроэнергии по вине «KEGOC», отключение электроэнергии из-за ухудшения погоды связанным с усиленным штормовым ветром с проливным дождем (не выполнение плана добычи нефти составило 18 538 тонн);
- по месторождению Матин возросла обводненность.

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Наименование	Ед.изм.	2012	2013	2014
ДОБЫЧА	тонна	577 216	547 032	532 002
<i>Темп роста / падения</i>	%	5,5%	-5,2%	-2,8%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	71 375	62 730	60 906
<i>Темп роста / падения</i>	%	31,4%	-12,1%	-2,9%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-13 005	-12 527	-12 237
<i>Темп роста / падения</i>	%	12,5%	-3,7%	-2,3%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-25 665	-26 176	-25 904
<i>Темп роста / падения</i>	%	23,0%	2,0%	-1,0%
ЕБИТДА	млн. тенге	36 581	27 698	26 892
<i>маржа EBITDA</i>	%	51,3%	44,2%	42,0%
НОРАТ	млн. тенге	25 061	18 021	18 318
<i>маржа NOPAT</i>	%	35,1%	28,1%	28,9%
Свободный денежный поток	млн. тенге	24 171	16 149	11 719
Капитальные затраты	млн. тенге	4 767	5 146	8 671

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

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

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.
Объем реализации нефти, тонн	623 824	544 504	530 504
Экспортные продажи, тонн	558 574	487 504	429 004
Внутренние продажи, тонн	65 250	57 000	101500
Цена реализации нефти			
Цена экспорт КТК, тенге / тонна	119 300	128 426	136 142
долл. США / тонна	101,97	107,04	96,62
Цена внутренний рынок, тенге / тонна	42 940	43 427	49 400
Выручка	71 375	62 730	60 906
Экспортные продажи нефти	70 800	62 608	58 405
Внутренние продажи нефти	2 763	2 475	5 014
Удержания за качество нефти	-2 187	-2 353	-2 513

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

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.
Себестоимость	-13 005	-12 527	-12 237
Износ и амортизация	-3 841	-3 626	-2 764
НДПИ	-3 070	-2 930	-2 809
Страхование	-1 058	-1 346	-1 742
Заработная плата и соответствующие налоги	-1 019	-1 173	-1 478
Товарно-материальные запасы	-869	-1 019	-791
Электроэнергия	-446	-524	-563
Текущий ремонт и техобслуживание	-182	-378	-225
Геологические и геофизические работы	-153	-188	-258
Питание	-114	-143	-170
Расходы по обслуживанию скважин	-105	-111	-70
Аренда и услуги охраны	-76	-419	-486
Бонус коммерческого обнаружения	-145	0	0
Прочие расходы	-771	-681	-716
НИОКР	0	-157	-176
Изменения в запасах сырой нефти	-1 157	168	11

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

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

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.
Расходы по реализации	-21 760	-21 304	-21 450
Рентный налог	-13 786	-13 065	-11 421
Подготовка и транспортировка нефти	-4 500	-4 203	-4 358
Таможенные процедуры	-3 105	-3 915	-5 582
Страхование	-195	0	0
Демередж	-108	-59	-23
Тех потери при транспортировке нефти	-15	-17	-17
Износ и амортизация	-10	-8	-8
Прочие	-40	-37	-42

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

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.
Общие и административные расходы	-3 906	-4 871	-4 454
Заработная плата и соответствующие налоги	-3 026	-3 955	-3 520
Командир и представ расходы	-158	-218	-192
Расходы по аренде	-95	-94	-73
Спонсорская помощь	-88	-59	-16
Обучение персонала	-65	-99	-116
Консультационные услуги	-61	-66	-112
Материалы	-54	-39	-35
Износ и амортизация	-35	-44	-48
Охрана	-34	-7	-7
Страхование	-27	-1	-1
Налоги другие платежи в бюджет	-24	-9	-113
Услуги связи	-18	-22	-23
Банковские услуги	-16	-24	-19
Коммунальные услуги	-9	-33	-20
Штрафы и пени	-1	-17	-0
Резервы / сторно резервов	2	0	0
Прочие	-197	-184	-159

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Показатель	На 31.12.2012	На 31.12.2013	На 31.12.2014
Уставный капитал, млн. тенге	80	80	80
Собственный капитал, млн. тенге	29 365	17 021	15 835
Совокупные активы, млн. тенге	53 101	48 059	63 285
Объем продаж, млн. тенге	71 375	62 730	60 906
Валовый доход, млн. тенге	58 370	50 203	48 669
Чистая прибыль, млн. тенге	24 539	17 284	16 494
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	3 712	2 161	2 062
ROA	46,2%	36,0%	26,1%
ROE	83,6%	101,6%	104,2%
ROS	81,8%	80,0%	79,9%

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

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 2014 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 2014 Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2014г. доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 74,1% (в 2013г аналогичная концентрация кредитного риска от одного клиента составляла 96%) от общего дохода Компании.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

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.

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 2014 года в Компании работало 453 человек, из которых 329 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 99%.

ГODOVOЙ ОТЧЕТ 2014

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 2014 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 134 миллионов тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышение профессионального уровня работников. Несчастных случаев в производстве в 2014 году не было. Работники нефтепромыслов полностью обеспечены спецодеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты. Для работников на нефтяном месторождении действует столовая с 3-х разовым бесплатным питанием. Жилые помещения (общежитие вахтового поселка) отвечают современным требованиям условия проживания.

7.2. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИИ, ПРИРОДООХРАННАЯ

Особое внимание Компания уделяет выполнению требований законодательства в области охраны окружающей среды, утилизации отходов производства, рекультивации загрязненных земель и экологического мониторинга. Производственные отходы, твердые бытовые отходы и сточные воды с предприятия вывозятся, и утилизируются по договору с подрядными организациями. Весенний период проводятся работы по озеленению территории резервуарного парка и вахтового городка. В 2014 году были посажены саженцы в количестве 220 штук саженцев. По программе экологического контроля проведен экологический мониторинг на объектах на сумму 17 миллионов тенге.

В 2014 году Компания провела общественное слушание для получения разрешения на сжигание газа при испытании 2-х скважин на месторождении Матин. Согласно плана природоохранных мероприятий по охране окружающей среды для объектов АО «Матен Петролеум», утвержденного Департаментом экологии по Атырауской области на 2014 – 2017 годы, в 2014 году на выполнение природоохранных мероприятий израсходовано 251,4 миллионов тенге при плане 159 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 2014 году на эти цели было отчислено 11 373 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 2014 год на спонсорскую помощь и благотворительность было отчислено 13,7 миллионов тенге.

8. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.

8.1. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ ПРИНЦИПОВ.

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

Высшим корпоративным органом является Общее собрание акционеров.

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

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляются Генеральным директором.

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

8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ

Акционерный капитал, тыс. тенге	80 000			
Количество объявленных простых акций, шт.	15 000			
Количество объявленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество размещенных простых акций, шт.	8 000			
Количество размещенных привилегированных акций, шт.	—			
Количество выкупленных простых акций, шт.	—			
Количество выкупленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество акций в свободном обращении, шт.	—			
Наименование держателя	на 01.01.2014г.		на 31.12.2014г.	
	%	В тыс. тенге	%	в тыс. тенге
Идрисов Динмухамет Аппазович	52	41 600	-	-
Аблазимов Бахаридин Нугманович	30	24 000	5	4 000
Достыбаев Ержан Нурбекович	18	14 400	-	-
Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.»	-	-	95	76 000
	100	80 000	100	80 000

25 июня 2014 года Идрисов Динмухамет Аппазович продал, а Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» купила 41 600 штук 52% простых акций АО «Матен Петролеум».

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

25 июня 2014 года Аблазимов Бахаридин Нугманович продал, а Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» купила 20 000 штук 25% простых акций АО «Матен Петролеум».

25 июня 2014 года Достыбаев Ержан Нурбекович продал, а Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» купила 14 400 штук 18% простых акций АО «Матен Петролеум».

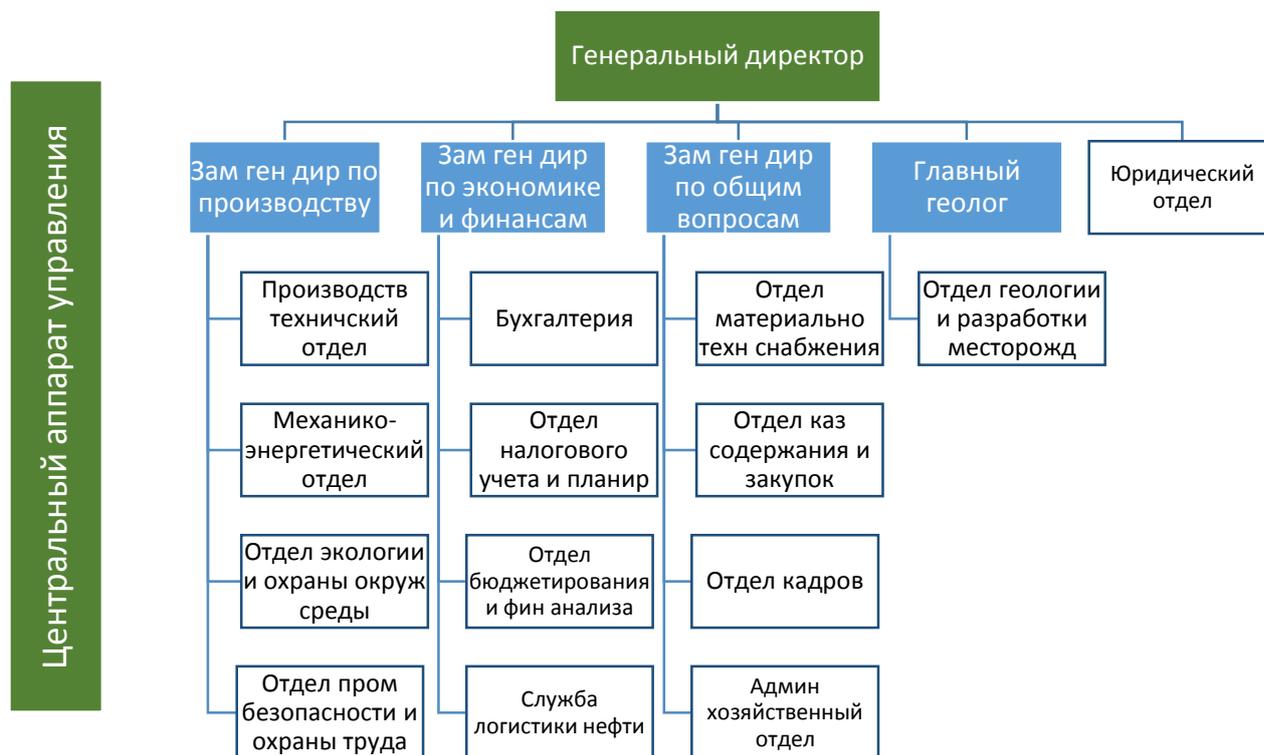
За 2014 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между тремя заместителями генерального директора и главным геологом, 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 309 специалистов, из которых 60 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала организована вахтовым методом, рабочий персонал преимущественно проживает в вахтовых поселках.

Компания имеет представительства в г. Алматы и г. Астана.



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014



8.4. СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ.

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

Ning Zhu, 1978 г.р.

Председатель совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 08.08.2014г., в составе совета директоров с 07.08.2014г.

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

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

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

Аязбаев Рустем Рахматуллаевич 1985 г.р.

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

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

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

Hu Huiping 1962 г.р.

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

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

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

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

Guo Fen 1978 г.р.

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

С 01.11.2013г. по настоящее время - Вице Президент и одновременно Финансовый директор в компании Geo-Jade Petroleum Corporation.

С 01.01.2012г. по 01.11.2013г. - Финансовый директор в 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 – 07.08.2014г.

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

Huang Huize 1949 г.р.

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

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

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

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН.

Генеральный директор Общества.

Hu Huiping 1962 г.р.

Генеральный директор АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность – 26.11.2014г.

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

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

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014**СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ**

В течение 2014 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 52 608 395 тыс. тенге (2012г.: 5 300 000 тыс. тенге; 2013г.: 29 628 395 тыс. тенге; 2014г.: 17 680 000 тыс. тенге).

Балансовая стоимость простой акции по состоянию на 31.12.2014г. составляет 1 976 тыс. тенге, базовая прибыль на акцию за 2014г. 2 062 тыс. тенге.

8.9. ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ.

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

8.10. ИНФОРМАЦИЯ О ВОЗНАГРАЖДЕНИЯХ.

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года, общая сумма вознаграждения (нетто), выплаченного Генеральному директору, составила 276 417 тыс. тенге.

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2014

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 2014 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.

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.

Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2014 год Совет директоров провел 17 заседаний, на которых были рассмотрены, помимо прочего, следующие вопросы:

- предварительное утверждение годовой финансовой отчетности АО «Матен Петролеум» за год, заканчивающийся 31 декабря 2013 года;
- избрание председателя Совета директоров АО «Матен Петролеум»;
- утверждение и введение в действие Требования к рассмотрению тендерной документации АО «Матен Петролеум»;
- освобождение прежнего и избрание нового Генерального директора АО «Матен Петролеум».

Советом директоров в 2014 году были утверждены следующие документы:

ГODOVОЙ ОТЧЕТ 2014

- предварительно утверждена годовая финансовая отчетность АО «Матен Петролеум» за год, заканчивающийся 31 декабря 2013 года;
- требования к рассмотрению тендерной документации АО «Матен Петролеум»;
- Правила о командировках работников АО «Матен Петролеум».

Исполнительным органом осуществляющим руководство текущей деятельностью АО «Матен Петролеум» является Генеральный директор. 26 ноября 2014 года состоялась смена Генерального директора АО «Матен Петролеум» с г-на Кудабоева К.К. на г-на Ну Нуiping.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО (АО) «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

Финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года.

СОДЕРЖАНИЕ

	Страница
ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ	
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	
Отчет о финансовом положении	1
Отчет о совокупном доходе	2
Отчет о движении денежных средств	3-4
Отчет об изменениях в капитале	5
Примечания к финансовой отчетности	6-36



Building a better
working world

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

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

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

Отчёт независимых аудиторов

Акционеру и Руководству АО «Матен Петролеум»:

Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчетности АО «Матен Петролеум» (далее «Компания»), которая включает отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2014 года, отчёт о совокупном доходе, отчёт об изменениях в капитале и отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другие пояснительные примечания.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчетности

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

Ответственность аудиторов

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

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

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

Мнение

По нашему мнению, финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение АО «Матен Петролеум» по состоянию на 31 декабря 2014 года, а также его финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту



Кайрат Медетбаев
Аудитор
ТОО «Эрнст энд Янг»

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



Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

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

20 марта 2015 года

ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2014 года

в тысячах тенге	Прим.	2014	2013 (пересчитано)*	2012 (пересчитано)*
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Нефтегазовые активы и права на недропользование	6	38.792.315	34.369.267	32.910.694
Основные средства	7	939.764	965.334	881.442
Незавершённое строительство	8	2.213.786	864.409	1.181.564
Нематериальные активы		30.542	10.779	9.658
Прочие долгосрочные активы	9	33.981	37.036	36.778
Денежные средства, ограниченные в использовании	16	413.136	400.746	341.802
		42.423.524	36.647.571	35.361.938
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	11	1.393.753	1.335.314	1.244.201
Торговая дебиторская задолженность	12	2.315.235	5.305.443	5.267.171
Займ предоставленный	10	12.070.910	-	-
Налоги к возмещению	13	1.056.125	1.098.234	2.512.552
Авансы выданные	14	2.071.357	1.505.535	1.175.695
Прочие краткосрочные активы	15	1.466.410	1.881.331	6.156.055
Денежные средства и их эквиваленты	16	487.576	285.873	1.383.766
		20.861.366	11.411.730	17.739.440
ИТОГО АКТИВЫ		63.284.890	48.059.301	53.101.378
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Акционерный капитал	17	80.000	80.000	80.000
Нераспределённая прибыль		15.755.349	16.940.966	29.285.001
		15.835.349	17.020.966	29.365.001
Долгосрочные обязательства				
Банковский заём	19	25.301.063	-	3.824.406
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	20	1.105.641	915.965	875.680
Обязательство по отсроченному налогу	18	5.525.302	4.993.623	5.071.547
Прочие долгосрочные обязательства	21	543.495	609.060	690.629
		32.475.501	6.518.648	10.462.262
Текущие обязательства				
Банковский заём	19	8.944.721	3.936.655	5.189.085
Торговая кредиторская задолженность	22	3.186.644	1.550.057	1.283.194
Авансы полученные	24	-	10.895.688	-
Корпоративный подоходный налог к уплате	25	396.412	6.442.138	6.209.063
Прочие налоги к уплате	26	2.119.913	1.362.658	401.063
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	23	326.350	332.491	191.710
		14.974.040	24.519.687	13.274.115
ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		63.284.890	48.059.301	53.101.378
Балансовая стоимость одной простой акции	17	1.976	2.126	3.669

*Некоторые остатки, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2013 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.

Нү Нұрпінг
Генеральный директор

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

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

в тысячах тенге	Прим.	2014	2013 (пересчитано)*
Доход от реализации продукции	27	60.906.196	62.730.178
Себестоимость реализованной продукции	28	(12.237.126)	(12.527.472)
Валовая прибыль		48.669.070	50.202.706
Расходы по реализации	29	(21.450.330)	(21.304.383)
Общие и административные расходы	30	(4.454.236)	(4.871.350)
Финансовые доходы	32	1.780.371	225.874
Финансовые затраты	31	(1.695.055)	(515.679)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто	34	(1.119.305)	5.819
Прочие расходы	33	(49.579)	(56.777)
Прибыль до налогообложения		21.680.936	23.686.210
Расходы по подоходному налогу	18	(5.186.553)	(6.401.850)
Чистая прибыль за год		16.494.383	17.284.360
Итого совокупный доход за год		16.494.383	17.284.360
Прибыль на акцию			
Базовая прибыль на акцию	17	2.062	2.161

* Некоторые остатки, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2013 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.


Nu Nuiring
Генеральный директор




Musin P.A.
Заместитель
генерального директора
по экономике и финансам


Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

<i>в тысячах тенге</i>	Прим.	2014	2013 (пересчитано)*
Денежные потоки по операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		21.680.936	23.686.210
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	28, 29, 30,33	2.848.304	3.685.515
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин	33	57.573	140.108
Финансовые затраты	31	1.695.055	515.679
Финансовые доходы	32	(1.780.371)	(225.874)
Отрицательная курсовая разница, нетто		1.281.348	(5.819)
Убыток/(доход) от изменения в оценке обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений	33	44.974	(21.012)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		25.827.819	27.774.807
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		3.099.987	4.271.413
Изменения в налогах к возмещению		42.109	(803.588)
Изменения в товарно-материальных запасах		(58.439)	(91.113)
Изменения в прочих долгосрочных активах		1.975	(46.605)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		208.365	208.053
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(417.906)	(128.027)
Изменения в прочих налогах к уплате		535.469	961.595
Поступление денежных средств от операционной деятельности		29.239.379	32.146.535
Подходный налог уплаченный		(9.534.848)	(3.594.159)
Налог на сверхприбыль уплаченный		(1.165.752)	(434.634)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		18.538.779	28.117.742
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Займы работникам, за минусом погашений		1.080	(7.643)
Приобретение нефтегазовых активов	6	(54.948)	(13.353)
Приобретение основных средств	7	(118.740)	(305.723)
Затраты на незавершенное строительство		(7.000.076)	(4.673.476)
Приобретение нематериальных активов		(23.159)	(3.922)
Поступления от выбытия основных средств и нефтегазовых активов		55.659	-
Предоставленный займ		(51.736.150)	-
Возврат от предоставленного займа		41.286.937	-
Депозит под банковские гарантии		-	(5.199)
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(12.390)	(4.954)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(17.601.787)	(5.014.270)

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>в тысячах тенге</i>	Прим.	2014	2013 (пересчитано)*
Денежные потоки по финансовой деятельности			
Дивиденды выплаченные	17	(17.680.000)	(29.628.395)
Авансы полученные		(10.895.688)	10.895.688
Получение банковского займа	19	35.466.500	-
Выплата вознаграждения	19	(1.343.011)	(253.022)
Погашение банковского займа	19	(6.595.432)	(5.205.114)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные) в финансовой деятельности		(1.047.631)	(24.190.843)
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты		312.342	(10.522)
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		201.703	(1.097.893)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	16	285.873	1.383.766
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	16	487.576	285.873

* Некоторые остатки, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2013 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

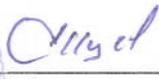
Следующие неденежные операции были исключены из отчёта о движении денежных средств:

Затраты на незавершённое строительство

В 2014 году Компания приобрела долгосрочные активы в форме незавершенного строительства за счёт увеличения кредиторской задолженности на общую сумму 1.428.222 тысяча тенге (в 2013 году: 55.580 тысяча тенге).


Hu Huiping
Генеральный директор




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


Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

в тысячах тенге	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого собственный капитал
На 1 января 2013 года (пересчитано)*		80.000	29.285.001	29.365.001
Чистая прибыль за год		-	17.284.360	17.284.360
Итого совокупный доход за год			17.284.360	17.284.360
Дивиденды объявленные и выплаченные	17	-	(29.628.395)	(29.628.395)
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)*		80.000	16.940.966	17.020.966
Чистая прибыль за год		-	16.494.383	16.494.383
Итого совокупный доход за год			16.494.383	16.494.383
Дивиденды объявленные и выплаченные	17	-	(17.680.000)	(17.680.000)
На 31 декабря 2014 года		80.000	15.755.349	15.835.349

* Некоторые остатки, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2013 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.


 Nu Nuiping
 Генеральный директор



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


 Kusnidanova Э.С.
 Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-36 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2014 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ» (далее «Компания») 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

В июне 2014 года произошла смена акционеров, в результате чего с 25 июня 2014 года 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).

По состоянию на 31 декабря 2014 и 2013 годов структура акционеров Компании была следующей:

	2014 год		2013 год	
	%	в тысячах тенге	%	в тысячах тенге
«Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.»	95	76.000	–	–
Аблазимов Бахаридин Нугманович	5	4.000	30	24.000
Идрисов Динмухамет Аппазович (конечный собственник)	–	–	52	41.600
Достыбаев Ержан Нурбекович	–	–	18	14.400
	100	80.000	100	80.000

Компания осуществляет владение и управление нефтяными активами:

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

Все нефтяные месторождения расположены в Атырауской области Республики Казахстан.

Данная финансовая отчётность была утверждена руководством Компании 20 марта 2015 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И ИЗМЕНЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ КОМПАНИИ

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

Финансовая отчётность подготовлена на основании метода учёта по исторической стоимости, за исключением описанного в учётной политике и примечаниях к финансовой отчётности. Все суммы в финансовой отчётности округлены до тысячных значений, если не указано иное.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует использования определённых критических бухгалтерских оценок и допущений. Она также требует от руководства использования суждений в процессе применения Компанией её учётной политики. Те сферы деятельности, которые предполагают более высокую степень применения суждений или более высокую сложность, или те области, где допущения и оценки являются существенными для финансовой отчётности, раскрыты в *Примечании 4*. Данные оценки основаны на информации, имеющейся в наличии на дату подготовки финансовой отчётности. Таким образом, фактические результаты могут отличаться от данных оценок.

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

Компания впервые применила некоторые новые стандарты и поправки к действующим стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты.

Характер и влияние каждого/ой нового/ой стандарта/поправки описаны ниже:

«Инвестиционные компании» (поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСФО (IAS) 27)

Данные поправки предусматривают исключение в отношении требования о консолидации для компаний, удовлетворяющих определению инвестиционной компании согласно МСФО (IFRS) 10 «*Консолидированная финансовая отчётность*», и должны применяться ретроспективно с определёнными освобождениями в отношении перехода к использованию стандарта. Согласно исключению в отношении консолидации инвестиционные компании должны учитывать свои дочерние компании по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании.

«Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» – поправки к МСФО (IAS) 32

Данные поправки разъясняют значение фразы «в настоящий момент имеется обеспеченное юридической защитой право осуществить зачёт признанных сумм» и критерии взаимозачёта для применяемых расчётными палатами механизмов одновременных расчётов и применяются ретроспективно. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании.

«Новация производных инструментов и продолжение учёта хеджирования» – поправки к МСФО (IAS) 39

Данные поправки предусматривают освобождение от прекращения учёта хеджирования при условии, что новация производного инструмента, обозначенного как инструмент хеджирования, удовлетворяет определённым критериям и должны применяться ретроспективно. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании, поскольку Компания не осуществляла новацию своих производных инструментов в течение отчётного или предыдущего периодов.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 «Обязательные платежи»

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 уточняет, что компания признает обязательство по уплате обязательного платежа в момент осуществления деятельности, вследствие которой согласно законодательству возникает обязанность по уплате. Разъяснение также уточняет, что если обязанность по уплате обязательного платежа возникает вследствие достижения некоторого минимального порогового значения, соответствующее обязательство до достижения такого минимального порогового значения не признается. Разъяснение КРМФО (IFRIC) 21 применяется ретроспективно. Данное разъяснение не оказало влияния на финансовую отчётность Компании, поскольку она применила принципы признания согласно МСФО (IAS) 37 «*Резервы, условные обязательства и условные активы*» в соответствии с требованиями Разъяснения КРМФО (IFRIC) 21 в предыдущих периодах.

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов»

В рамках ежегодных усовершенствований МСФО за период 2010-2012 годов. Совет по МСФО выпустил семь поправок к шести стандартам, включая поправку к МСФО (IFRS) 13 «*Оценка справедливой стоимости*». Поправка к МСФО (IFRS) 13 вступает в силу незамедлительно, применяется в отношении периодов, начинающихся 1 января 2014 года, и разъясняет в тексте Основы для выводов, что беспроцентная краткосрочная дебиторская и кредиторская задолженность могут оцениваться по суммам к оплате или получению, если эффект дисконтирования является несущественным. Данная поправка к МСФО (IFRS) 13 не оказала влияния на финансовую отчётность Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям МСФО (IAS) (продолжение)**

«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»

В рамках ежегодных усовершенствований МСФО за период 2011-2013 годов Совет по МСФО выпустил четыре поправки к четырём стандартам, включая поправку к МСФО (IFRS) 1 «Первое применение международных стандартов финансовой отчётности». Поправка к МСФО (IFRS) 1 вступает в силу незамедлительно, применяется в отношении периодов, начинающихся 1 января 2014 года, и разъясняет в тексте Основы для выводов, что компания вправе применять либо действующий стандарт, либо новый стандарт, который пока не является обязательным, но допускает досрочное применение, при условии последовательного применения такого стандарта в периодах, представленных в первой финансовой отчётности компании по МСФО. Данная поправка к МСФО (IFRS) 1 не оказала влияния на финансовую отчётность Компании, поскольку Компания уже подготавливает свою финансовую отчётность по МСФО.

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

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Компании. Компания 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 отражает результаты всех этапов проекта по финансовым инструментам и заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. Стандарт вводит новые требования в отношении классификации и оценки, обесценения и учёта 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. Стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Досрочное применение предыдущих редакций МСФО (IFRS) 9 (2009, 2010 и 2013 годов) допускается, если дата первоначального применения приходится на период до 1 февраля 2015 года.

Применение МСФО (IFRS) 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Компании, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств Компании.

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

МСФО (IAS) 19 требует, чтобы компания учитывала взносы работников или третьих сторон при учёте пенсионных программ с установленными выплатами. Если взносы связаны с услугами, они относятся на периоды оказания услуг как отрицательное вознаграждение. Поправки разъясняют, что если сумма взносов не зависит от стажа работы, компания вправе признавать такие взносы в качестве уменьшения стоимости услуг в том периоде, в котором оказаны соответствующие услуги, вместо отнесения взносов на периоды оказания услуг. Поправка вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 июля 2014 года или после этой даты. Компания не ожидает, что данные поправки будут применимы для Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов»*

Данные поправки вступают в силу с 1 июля 2014 года и предположительно не окажут существенного влияния на финансовую отчётность Компании. Документ включает в себя следующие поправки:

Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Платёж, основанный на акциях»

Данная поправка применяется перспективно и разъясняет различные вопросы, связанные с определениями условия достижения результатов и условия периода оказания услуг, являющихся условиями наделения правами:

- Условие достижения результатов должно содержать условие периода оказания услуг.
- Целевой показатель должен достигаться во время оказания услуг контрагентом.
- Целевой показатель должен относиться к деятельности компании или другой компании в составе той же группы.
- Условие достижения результатов может быть рыночным условием или не быть таковым.
- Если контрагент по какой-либо причине прекращает предоставление услуг в течение периода наделения правами, условие периода оказания услуг не выполняется.

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что все соглашения об условном возмещении, классифицированные в качестве обязательств (либо активов), которые обусловлены объединением бизнеса, должны впоследствии оцениваться по справедливой стоимости через прибыль или убыток, вне зависимости от того, относятся ли они к сфере применения МСФО (IFRS) 9 (либо МСФО (IAS) 39, если применимо).

Поправки к МСФО (IFRS) 8 «Операционные сегменты»

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют следующее:

- Компания должна раскрывать информацию о суждениях, которые использовало руководство при применении критериев агрегирования в пункте 12 МСФО (IFRS) 8, в том числе краткое описание операционных сегментов, которые были агрегированы подобным образом, и экономические индикаторы (например, продажи и валовая маржа), которые оценивались при формировании вывода о том, что агрегированные операционные сегменты имеют схожие экономические характеристики;
- Информация о сверке активов сегмента и совокупных активов раскрывается только в том случае, если сверка предоставляется руководству, принимающему операционные решения, аналогично информации, раскрываемой по обязательствам сегмента.

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

Поправки применяются ретроспективно и разъясняют в рамках МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38, что актив может переоцениваться на основании наблюдаемых данных относительно его валовой либо чистой балансовой стоимости. Кроме того, разъясняется, что накопленная амортизация является разницей между валовой и балансовой стоимостью актива.

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

Поправка применяется ретроспективно и разъясняет, что управляющая компания (компания, которая предоставляет услуги ключевого управленческого персонала) является связанной стороной и к ней применяются требования к раскрытию информации о связанных сторонах. Кроме того, компания, которая пользуется услугами управляющей компании, обязана раскрывать информацию о расходах, понесенных в связи с потреблением услуг по управлению.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов»*

Данные поправки вступают в силу с 1 июля 2014 года и предположительно не окажут существенного влияния на финансовую отчётность Компании. Документ включает в себя следующие поправки:

Поправка к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»

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

- К сфере применения МСФО (IFRS) 3 не относятся все соглашения о совместной деятельности, а не только совместные предприятия.
- Данное исключение из сферы применения применяется исключительно в отношении учёта в финансовой отчётности самого соглашения о совместной деятельности.

Поправка к МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

Поправка применяется перспективно и разъясняет, что исключение в отношении портфеля в МСФО (IFRS) 13 может применяться не только в отношении финансовых активов и финансовых обязательств, но также в отношении других договоров, попадающих в сферу применения МСФО (IFRS) 9 (либо МСФО (IAS) 39, если применимо).

Поправка к МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество»

Описание дополнительных услуг в МСФО (IAS) 40 разграничивает инвестиционную недвижимость и недвижимость, занимаемую владельцем (т.е. основные средства). Поправка применяется перспективно и разъясняет, что для определения того, чем является операция (приобретением актива или объединением бизнеса) применяется МСФО (IFRS) 3, а не МСФО (IAS) 40.

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года и предусматривает новую модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с клиентами. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается по сумме, которая отражает возмещение, право на которое компания ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг клиенту. Принципы МСФО (IFRS) 15 предусматривают более структурированный подход к оценке и признанию выручки.

Новый стандарт по выручке применяется в отношении всех компаний и заменит все действующие требования к признанию выручки согласно МСФО. Стандарт применяется в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты, ретроспективно в полном объеме либо с использованием модифицированного ретроспективного подхода, при этом допускается досрочное применение. В настоящее время Компания оценивает влияние МСФО (IFRS) 15 и планирует применить новый стандарт на соответствующую дату вступления в силу.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***«Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов» (продолжение)*

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

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

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

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

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

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

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

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

Пересчёт иностранных валют

Операции в валюте, отличной от функциональной валюты Компании, отражаются по обменному курсу на дату совершения операции. На каждую отчётную дату денежные активы и обязательства, представленные в иностранной валюте, пересчитываются по курсу на дату составления отчёта о финансовом положении Компании. Неденежные активы и обязательства, отражённые по первоначальной стоимости, пересчитываются по обменному курсу, действующему на дату совершения сделки. Курсовые разницы, возникающие в результате изменений в курсах валют, отражаются в отчёте о доходах и расходах и прочем совокупном доходе.

При подготовке финансовой отчётности использовались следующие обменные курсы иностранных валют по отношению к тенге, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже (далее «КФБ»), и которые являются официальными обменными курсами в Республике Казахстан:

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Пересчет иностранных валют (продолжение)**

	31 декабря 2014 года	31 декабря 2013 года
Обменный курс на конец года (к тенге)		
1 доллар США	182,35	153,61
Средние обменные курсы иностранных валют, в которых Компании проводила существенные сделки, представлены следующим образом:		
	2014 год	2013 год
Обменный курс средний за год (к тенге)		
1 доллар США	179,12	152,14

Основа представления

Компания ведет бухгалтерский учёт в казахстанских тенге (далее «тенге») и составляет финансовую отчётность в соответствии с правилами и положениями бухгалтерского учёта, принятыми в Республике Казахстан, согласно которым акционерные общества, имеющие контракты на недропользование, должны вести бухгалтерский учёт и представлять финансовую отчётность в соответствии с МСФО.

Функциональная валюта и валюта представления

Функциональной валютой и валютой представления финансовой отчётности Компании является тенге. Цифры были округлены до ближайшей тысячи тенге, если не указано иное.

Использование оценок и допущений

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО предполагает использование руководством Компании оценок и предположений, которые оказывают влияние на приводимые в отчётности суммы активов и обязательств, доходов и расходов и раскрытие условных активов и обязательств. В силу неопределённости, присущей таким оценкам, фактические результаты, отражённые в будущих отчётных периодах, могут основываться на суммах, отличающихся от данных оценок.

Финансовые инструменты

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

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

Финансовые активы

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**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 признается 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. Компания не сможет получить все суммы задолженности в соответствии с первоначальными условиями дебиторской задолженности. Процентный доход признается 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 трех месяцев. Стоимость этих активов на отчётную дату приблизительно равна их справедливой стоимости.

Обесценение финансовых активов

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Прекращение признания финансовых активов**

Компания прекращает учёт финансового актива только, когда истекают контрактные права на получение денежных потоков по активу или, когда Компания передает финансовый актив и все существенные риски и выгоды от владения активом другой компании. Если Компания не передает и не удерживает в основном все риски и выгоды от владения и продолжает контролировать переданный актив, то Компания признает свое оставшееся долевое участие в активе и связанное с ним обязательство на суммы, которые ей, возможно, придется выплачивать. Если Компания в основном удерживает все риски и выгоды от владения переданным финансовым активом, Компания 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 отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Прочие финансовые обязательства

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

Банковские ссуды и небанковские займы

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

Торговая и прочая кредиторская задолженность

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

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

Прекращение признания финансового обязательства

Компания 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 признается в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Нефтегазовые активы

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Нефтегазовые активы (продолжение)**

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

Компания после даты приобретения в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе отражает амортизационные расходы, относящиеся к амортизируемым активам приобретенных компаний, основанные на значениях справедливой стоимости этих активов на дату приобретения.

Права на недропользование признаются Компанией 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.

Основные средства

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

Здания и сооружения	10-50 лет
Машины и оборудования	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочие основные средства	4-20 лет

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

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

Незавершённое строительство

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Обесценение долгосрочных активов (нефтегазовые активы, основные средства и незавершённое строительство)**

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

Товарно-материальные запасы

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

Налог на прибыль

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

Текущий налог

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

Отсроченный налог

Отсроченный налог признается по разнице между балансовой стоимостью активов и обязательств в 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Отсроченный налог (продолжение)**

Активы и обязательства по отсроченному подоходному 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 Компания 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 подоходному налогу, взимаемому одним и тем же налоговым органом, и Компания планирует возместить свои налоговые активы и погасить налоговые обязательства на нетто-основе.

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

Налог на сверхприбыль

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

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Компания осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 149.745 тенге в месяц в 2014 году (2013 год: 139.950 тенге в месяц) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Эти суммы относятся на расходы в момент их возникновения. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по заработной плате в отчёте о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

Социальные обязательства

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

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений (продолжение)**

Компания 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

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

Обязательства по возмещению исторических затрат

Компания обязана возместить определённые исторические затраты, понесённые Правительством по месторождению Восточная Кокарна в соответствии с условиями Контракта на недропользование по месторождению Восточная Кокарна, Соглашения о приобретении геологической информации № 910 от 30 января 2003 года, и Приложения к настоящему Соглашению от 9 декабря 2004 года и по месторождению Матин в соответствии с условиями Контракта на недропользование по месторождению Матин и Соглашения о Конфиденциальности № 2092 от 4 мая 2012 года. Обязательства капитализируются как часть нефтегазовых активов, которые являются стоимостью приобретения прав на недропользование по месторождениям Восточная Кокарна и Матин. Дополнительные затраты, возникающие вследствие изменений в обязательствах из-за перехода на применение метода процентного распределения к сумме обязательства, учитывается как часть финансовых затрат. Платежи по возмещению исторических затрат уплачиваются Компанией в бюджет в соответствии с налоговым кодексом Республики Казахстан.

Резервы

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

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражаются по номинальной стоимости.

Займы

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Признание дохода**

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

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

Операции с акционерами

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО предполагает использование руководством Компании 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. Наиболее существенные оценки рассмотрены ниже.

В процессе применения учётной политики Компании руководство приняло следующие суждения, которые оказали существенное влияние на суммы, отраженные в финансовой отчётности.

Сроки полезной службы основных средств

Компания 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 МСБУ 8 «Учётная политика, изменения в расчётных бухгалтерских оценках и ошибки».

Обесценение активов

На каждую отчётную дату Компания оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение активов. В случае выявления любого такого признака Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости активов, что требует оценки стоимости использования актива. При оценке стоимости использования Компания оценивает будущие потоки денежных средств от использования актива и подходящую ставку дисконтирования для расчёта текущей стоимости данных денежных потоков.

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

Деятельность Компании регулируется различными законами и положениями по защите окружающей среды. Компания оценивает резерв по обязательствам по ликвидации и восстановлению месторождения на основе понимания руководством текущих законодательных требований в различных юрисдикциях, условий лицензионных соглашений и внутренних технических оценок. Компания 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 обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)****Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений (продолжение)**

Резерв признается в момент появления обязательства, на основе чистой текущей 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

Компания 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. Компания признает 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.

Компания 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

Компания использует оценку доказанных разработанных запасов нефти при расчёте расходов по амортизации, связанных с нефтегазовым активом. Оценка запасов включает некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном связана с полнотой достоверной геологической и технической информации, имеющейся в наличии на момент оценки, и интерпретации этих данных. Оценки запасов анализируются и корректируются на ежегодной основе. Оценки запасов могут пересматриваться в результате осуществления проектов по увеличению добычи, изменений в производственных мощностях или изменений в стратегии разработки. Самая последняя оценка запасов нефти осуществлялась по состоянию на 31 декабря 2014 года. независимой компанией Gaffney, Cline & Associates Ltd в январе 2015 года.

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.

5. ПЕРЕСЧЁТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

При подготовке финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, выявлена существенная корректировка к сравнительным данным предыдущих периодов, а именно по обязательству по отсроченному налогу за 2013 и 2012 годы. Компания пересчитала сравнительные данные в отчёте о финансовом положении по состоянию на 1 января 2013 года и 31 декабря 2013 года.

Ниже представлен эффект пересчёта на отчёт о финансовом положении по состоянию на 1 января 2013 года и 31 декабря 2013 года.

	Как представ- лено ранее	Исправление ошибки	Пересчитано
Отчёт о финансовом положении на 31 декабря 2012 года			
Долгосрочные обязательства			
Обязательство по отсроченному налогу	4.728.153	343.394	5.071.547
Капитал			
Нераспределённая прибыль	29.628.395	(343.394)	29.285.001

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**5. ПЕРЕСЧЁТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)**

	Как представ- лено ранее	Исправление ошибки	Пересчитано
Отчёт о финансовом положении на 31 декабря 2013 года			
Долгосрочные обязательства			
Обязательство по отсроченному налогу	4.254.256	739.367	4.993.623
Капитал			
Нераспределённая прибыль	17.680.333	(739.367)	16.940.966

6. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Права на недрополь- зование	Итого
Первоначальная стоимость:			
На 1 января 2013 года (пересчитано)	29.859.921	33.396.219	63.256.140
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	4.982.048	-	4.982.048
Поступления	13.353	-	13.353
Перевод из основных средств (Примечание 7)	131.614	-	131.614
Выбытия	(196.225)	-	(196.225)
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	34.790.711	33.396.219	68.186.930
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 20)			
	80.584	-	80.584
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	7.085.745	-	7.085.745
Поступления	54.948	-	54.948
Перевод из основных средств (Примечание 7)	(22.747)	-	(22.747)
Выбытия	(153.417)	-	(153.417)
На 31 декабря 2014 года	41.835.824	33.396.219	75.232.043
Накопленный износ и истощение:			
На 1 января 2013 года (пересчитано)	(12.337.830)	(18.007.616)	(30.345.446)
Отчисления за год	(2.291.910)	(1.300.742)	(3.592.652)
Перевод из основных средств (Примечание 7)	1.507	-	1.507
Выбытия износа	118.928	-	118.928
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	(14.509.305)	(19.308.358)	(33.817.663)
Отчисления за год	(2.004.771)	(724.079)	(2.728.850)
Перевод из основных средств (Примечание 7)	4.853	-	4.853
Выбытия износа	101.932	-	101.932
На 31 декабря 2014 года	(16.407.291)	(20.032.437)	(36.439.728)
Остаточная стоимость:			
На 1 января 2013 года (пересчитано)	17.522.091	15.388.603	32.910.694
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	20.281.406	14.087.861	34.369.267
На 31 декабря 2014 года	25.428.533	13.363.782	38.792.315

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

Права на недропользование по месторождениям Кара Арна, Восточная Кок-Арна и Матин с балансовой стоимостью 33.396.219 тысяч тенге, представляют первоначальный платеж Правительству (Примечание 1). Компания применяет метод начисления амортизации пропорционально добыче, исходя из общих доказанных запасов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Движение в основных средствах за годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 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 2013 года (пересчитано)	67.299	623.796	53.882	238.228	211.453	1.194.658
Поступления	-	-	4.912	285.661	15.150	305.723
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	-	-	45.047	-	1.284	46.331
Перевод из нефтегазовых активов (Примечание 6)	-	(137.647)	(454)	6.487	-	(131.614)
Выбытия	-	-	(56)	(44.679)	(3.363)	(48.098)
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	67.299	486.149	103.331	485.697	224.524	1.367.000
Поступления	-	-	-	82.236	36.504	118.740
Перевод в нефтегазовые активы (Примечание 6)	-	-	-	22.747	-	22.747
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	-	-	4.142	-	13.344	17.486
Выбытия	-	-	-	(81.280)	(8.848)	(90.128)
На 31 декабря 2014 года	67.299	486.149	107.473	509.400	265.524	1.435.845
Накопленный износ:						
На 1 января 2013 года (пересчитано)	-	(126.964)	(17.279)	(75.888)	(93.085)	(313.216)
Отчисления за год	-	(11.326)	(13.561)	(34.371)	(30.804)	(90.062)
Перевод из нефтегазовых активов (Примечание 6)	-	953	27	(2.487)	-	(1.507)
Выбытия износа	-	-	16	709	2.394	3.119
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	-	(137.337)	(30.797)	(112.037)	(121.495)	(401.666)
Отчисления за год	-	(11.326)	(22.729)	(50.482)	(31.521)	(116.058)
Перевод в нефтегазовые активы (Примечание 6)	-	-	-	(4.853)	-	(4.853)
Выбытия износа	-	-	-	19.691	6.805	26.496
На 31 декабря 2014 года	-	(148.663)	(53.526)	(147.681)	(146.211)	(496.081)
Остаточная стоимость:						
На 1 января 2013 года (пересчитано)	67.299	496.832	36.603	162.340	118.368	881.442
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	67.299	348.812	72.534	373.660	103.029	965.334
На 31 декабря 2014 года	67.299	337.486	53.947	361.719	119.313	939.764

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**8. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО**

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
На 1 января	864.409	1.181.564	2.270.837
Приобретения	8.452.608	4.729.056	4.548.871
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 6 и 7)	(7.103.231)	(5.028.379)	(5.609.214)
Списано (Примечание 33)	-	(17.832)	(28.930)
На 31 декабря	2.213.786	864.409	1.181.564

В течение 2014 года незавершенное строительство включают 28 производственных скважин (из них было введено в эксплуатацию 21 скважина), строительно-монтажные работы, оборудования и материалы, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудования, станки, трубы, нефтепроводы на общую сумму 8.452.608 тысяч тенге.

9. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Долгосрочная часть жилищных займов работникам	28.056	29.136	36.778
Долгосрочные расходы будущих периодов	5.925	7.900	-
	33.981	37.036	36.778

10. ЗАЙМ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЙ

На 31 декабря 2014 года займ предоставленный представляют собой займ выданный материнской компании «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» на сумму 12.070.910 тысяч тенге (Примечание 35). Процентная ставка составила LIBOR 3М + 6%.

Компания подписала дополнительное соглашение с Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. о пролонгации срока возврата займа по Договору займа от 30 июня 2014 года (100 миллионов долларов США) до 25 декабря 2016 года.

11. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Сырье и материалы	710.439	578.465	537.985
Готовая продукция – нефть	683.314	756.849	706.216
	1.393.753	1.335.314	1.244.201

12. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Торговая дебиторская задолженность	2.315.235	5.305.443	5.267.171
	2.315.235	5.305.443	5.267.171

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченные и не обесце- ненные				
		<30 дней	30-90 дней	90-120 дней	>120 дней	
2012	5.267.171	5.267.171	5.213.581	390	17.651	35.549
2013	5.305.443	5.305.443	5.155.980	20.287	-	129.176
2014	2.315.235	2.315.235	648	2.312.223	1.977	387

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**13. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ**

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Налог на добавленную стоимость	1.012.313	1.046.121	2.481.667
Прочие	43.812	52.113	30.885
	1.056.125	1.098.234	2.512.552

14. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Предоплата за товары и услуги	1.246.631	893.867	869.813
Предоплата по договорам страхования	824.726	611.668	305.882
	2.071.357	1.505.535	1.175.695

15. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Страхование	743.928	–	–
Банковская гарантия	686.709	578.477	562.556
Банковские депозиты	7.382	921.660	5.268.500
Прочие	28.391	381.194	324.999
	1.466.410	1.881.331	6.156.055

16. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	337.476	36.218	1.157.713
Деньги на счетах в банках, в тенге	562.561	649.811	567.832
Деньги в кассе	675	590	23
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(413.136)	(400.746)	(341.802)
	487.576	285.873	1.383.766

По состоянию на 31 декабря 2014 года Компания имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 413.136 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2013 года: 400.746 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата и процентная ставка составляет 9% годовых (в 2013 году: 9% годовых). В соответствии с законодательством Республики Казахстан Компания аккумулирует денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (*Примечание 36*).

17. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Компания осуществила выпуск 15.000 штук и размещение 8.000 штук именных простых акций на сумму 80.000 тысяч тенге (свидетельство о государственной регистрации выпуска ценных бумаг от 28 октября 2010 года за № А5829). В июне 2014 года произошла смена акционеров, в результате чего с 25 июня 2014 года 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).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**17. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ (продолжение)**

11 марта 2013 года и 27 апреля 2013 года в соответствии с решением акционеров, Компания объявила и выплатила дивиденды в размере 8.507.598 тысяч тенге по результатам деятельности за 2011 год.

16 мая 2013 года, 9 сентября 2013 года и 15 ноября 2013 года в соответствии с решением акционеров, Компания объявила и выплатила дивиденды в размере 21.120.797 тысяч тенге по результатам деятельности за 2012 год.

27 мая 2014 года в соответствии с решением акционеров по результатам деятельности Компании за 2013 год дивиденды, объявленные и выплаченные акционерам, составили 17.680.000 тысяч тенге.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 2013 и 2012 годов, базовая прибыль на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Чистая прибыль за год	16.494.383	17.284.360	24.195.698
Прибыль, использованная для расчёта базовой прибыли на акцию	16.494.383	17.284.360	24.195.698
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000	8.000
Базовая прибыль на акцию	2.062	2.161	3.024

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

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Активы, всего	63.284.890	48.059.301	53.101.378
Нематериальные активы	(30.542)	(10.779)	(9.658)
Обязательства, всего	(47.449.541)	(31.038.335)	(23.736.377)
Итого чистые активы	15.804.807	17.010.187	29.355.343
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000	8.000
Балансовая стоимость одной простой акции	1.976	2.126	3.669

По состоянию на 31 декабря 2013 года 90% акций Компании были предоставлены в качестве залогового обеспечения по долгосрочному банковскому займу.

5 мая 2014 года 4.800 простых акций Компании были выведены из залогового обеспечения по кредитному соглашению с АО «АТФ Банк».

18. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 и 2013 годов, расходы по подоходному налогу составили:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Расходы по текущему подоходному налогу	4.506.660	5.333.755
Расходы по налогу на сверхприбыль	148.214	1.146.019
Итого расходы по текущему подоходному налогу	4.654.874	6.479.774
(Экономия) / расход по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(65.824)	(298.068)
Расход по отсроченному налогу на сверхприбыль	597.503	220.144
Итого расход / (экономия) по отсроченному подоходному налогу	531.679	(77.924)
Итого расходы по подоходному налогу	5.186.553	6.401.850

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**18. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

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

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Активы по отсроченному подоходному налогу			
Прочие начисленные обязательства	148.526	161.520	178.823
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	180.465	129.616	134.496
Налоги к уплате	553.327	296.263	75.398
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	39.776	34.309	35.201
	922.094	621.708	423.918
Обязательства по отсроченному подоходному налогу			
Основные средства и нефтегазовые активы	(6.447.396)	(5.615.331)	(5.495.465)
	(6.447.396)	(5.615.331)	(5.495.465)
Обязательство по отсроченному налогу	(5.525.302)	(4.993.623)	(5.071.547)

Ставка подоходного налога в Республике Казахстан, месте пребывания Компании, за периоды, закончившиеся 31 декабря 2014 года, 2013 и 2012 годов составляла 20%. В соответствии с условиями Контракта на недропользование Республики Казахстан, Компания обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

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

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

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Прибыль до налогообложения	21.680.936	23.686.210
Подоходный налог по установленной ставке 20%	4.336.188	4.737.242
Корректировки с целью учёта		
Налог на сверхприбыль	745.717	1.366.163
Невычитаемые расходы	104.648	298.445
Расходы по подоходному налогу	5.186.553	6.401.850
Эффективная налоговая ставка	24%	27%

19. БАНКОВСКИЙ ЗАЁМ

В сентябре 2011 года Компания получила заём в размере 100 миллионов долларов США в соответствии с Кредитным соглашением, заключённым с «АТФ Банк». При получении кредита Компания уплатила комиссию за организацию финансирования в размере 88.740 тысяч тенге. Данный заём был предоставлен двумя траншами в размерах 47,5 миллионов долларов США и 52,5 миллионов долларов США с датой погашения до 29 сентября 2014 года. Процентная ставка составляла LIBOR + 4% и LIBOR + 3%, соответственно. В июне 2014 года Компания досрочно погасила все обязательства перед «АТФ Банк».

23 января 2014 года с ДБ АО «Сбербанк России» был подписан договор об открытии не возобновляемой кредитной линии на сумму 20 миллионов долларов США с датой погашения до 23 января 2017 года. Процентная ставка составляет LIBOR 3М + 3,25%. В течение января 2014 года данная сумма была полностью зачислена на счёт Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**19. БАНКОВСКИЙ ЗАЁМ (продолжение)**

На основании договора от 31 декабря 2013 года с ОАО «Сбербанк России» в феврале 2014 года Компанией была получена сумма в размере 180 миллионов долларов США с датой погашения до 30 декабря 2016 года. Процентная ставка составляет LIBOR 3М + 3,25%.

Согласно условий, указанных в договорах со ОАО «Сбербанк России» Компания обязалась предоставить в залог:

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

Основная часть денежных средств, полученных от ОАО «Сбербанк России» и ДБ АО «Сбербанк России», была предоставлена «Dragon Fortune PTE LTD», согласно договору о предоставлении займа, заключённому между Компанией и «Dragon Fortune PTE. LTD» 13 января 2014 года (займ досрочно погашен) и «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.» (Примечание 10).

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

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
На 1 января	3.936.655	9.013.491	13.940.456
Дополнительное финансирование	35.466.500	-	
Начисленные проценты (Примечание 31)	1.315.397	270.769	481.418
Расход от курсовой разницы	1.593.550	110.531	165.724
Погашения основного долга	(6.595.432)	(5.205.114)	(5.113.058)
Погашения процентов	(1.343.011)	(253.022)	(461.049)
Подходный налог у источника выплаты	(127.875)	-	-
На 31 декабря	34.245.784	3.936.655	9.013.491
Краткосрочная часть	(8.944.721)	(3.936.655)	(5.189.085)
Долгосрочная часть	25.301.063	-	3.824.406

20. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
На 1 января	915.965	875.680	2.498.191
Расходы по приросту обязательства с течением времени (Примечание 31)	64.118	61.297	224.838
Дополнительный резерв за год	80.584	-	-
Изменения в оценке	44.974	(21.012)	(1.847.349)
На 31 декабря	1.105.641	915.965	875.680

В 2014 году Компания признала увеличение резерв по ликвидации и восстановлению месторождений на сумму 44.974 тысяч тенге (в 2013 году: уменьшение резерв по ликвидации и восстановлению месторождений на сумму 21.012 тысяч тенге) в отчёте о прибылях и убытках (Примечание 33), так как данное увеличение уменьшило балансовую стоимость активов по ликвидации и восстановлению месторождений, которая равнялась нулю.

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по оставшимся 319 скважинам, пробуренным на месторождениях Кара-Арна, Восточная Кокарна и Матин по состоянию на 31 декабря 2014 года (31 декабря 2013 года: 298 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях, ожидаемые в 2027 году для Кара-Арны; в 2032 году для Восточной Кокарны; и в 2024 году для Матин.

По состоянию на 31 декабря 2014 года недисконтированные ожидаемые потоки денежных средств, необходимые для исполнения обязательства Компании, составляют 1.252.978 тысяч тенге. После применения ставки инфляции, равной 5%, и ставки дисконтирования, равной 7%, в 2014 и 2013 годах, балансовая стоимость обязательств Компании на 31 декабря 2014 года и 2013 год составляет 1.105.641 тысяч тенге и 915.965 тысяч тенге, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**21. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной инфраструктуре	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2013 года (пересчитано)	57.986	632.643	690.629
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	4.667	52.617	57.284
Реклассификация на краткосрочную часть	(8.624)	(133.746)	(142.370)
Доход от курсовой разницы	911	2.606	3.517
На 31 декабря 2013 года (пересчитано)	54.940	554.120	609.060
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	5.131	48.294	53.425
Реклассификация на краткосрочную часть	(10.102)	(139.548)	(149.650)
Расход от курсовой разницы	8.723	21.937	30.660
На 31 декабря 2014 года	58.692	484.803	543.495

Компания имеет обязательство по возмещению определённых исторических затрат, понесённых Правительством Республики Казахстан (далее «Правительство»), в соответствии с условиями контракта на недропользование по месторождению Восточная Кокарна, Соглашению о приобретении геологической информации № 910 от 30 января 2003 года и его дополнительным соглашением от 9 декабря 2004 года.

В мае 2012 года Компания подписала Соглашение о конфиденциальности № 2092 с Правительством на возмещение определённых исторических затрат, понесённых Правительством по нефтяному месторождению Матин.

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания имеет обязательство выплачивать определённые в Контрактах на недропользование суммы на поддержку социальной инфраструктуры Атырауского региона, а также обязательство возместить Правительству понесённые расходы на разведку месторождений Кара-Арна и Матин. На 31 декабря 2014 года данные обязательства деноминированы в долларах США и дисконтированы по ставке 7% (на 31 декабря 2013 года: 7%).

22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
В тенге	2.855.366	1.228.465	912,546
В долларах США	305.357	321.592	351,701
В российских рублях	25.921	-	18,947
	3.186.644	1.550.057	1,283,194

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**23. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	161.015	139.155	50.606
Обязательства по историческим затратам (краткосрочная часть)	135.143	128.231	127.541
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)	10.118	8.681	8.537
Прочие	20.074	56.424	5.026
	326.350	332.491	191.710

24. АВАНСЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

По состоянию на 31 декабря 2013 г., авансы полученные состоят из предоплаты на сумму 10.698.760 тысяч тенге и 195.891 тысяч тенге, полученные от «Oil Trading Solutions BV» и «TOO Premium Holding», соответственно, за поставку сырой нефти.

25. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Корпоративный подоходный налог	267.931	5.296.119	5.774.429
Налог на сверхприбыль	128.481	1.146.019	434.634
	396.412	6.442.138	6.209.063

26. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)	2012 (пересчитано)
Рентный налог	1.562.392	1.008.274	249.232
Налог на добычу полезных ископаемых	472.433	164.220	16.119
Подоходный налог у источника выплаты	26.101	132.359	85.549
Социальный налог	25.356	44.889	19.412
Прочие налоги	33.631	12.916	30.751
	2.119.913	1.362.658	401.063

27. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Экспортные продажи сырой нефти	58.405.456	62.608.034
Внутренние продажи сырой нефти	5.014.059	2.475.347
Компенсация в банк качества	(2.513.319)	(2.353.203)
	60.906.196	62.730.178

В течение 2014 года добыча сырой нефти составила 532.002 тонны (в течение 2013 года: 547.032 тонн), реализация составила 530.504 тонны нефти (2013 год: 544.504 тонны нефти).

18 декабря 2013 года Компания заключила долгосрочный договор на 5 (пять) лет с «Vitol Central Asia S.A» приблизительная сумма договора 1.872.000 миллионов долларов США. В течение 2014 года Компания экспортировала 429.004 тонны нефти в соответствие с данным договором (в течение 2013 года: ноль).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**28. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Налог на добычу полезных ископаемых	2.808.788	2.930.233
Износ, истощение и амортизация	2.764.058	3.626.259
Страхование	1.741.583	1.346.375
Заработная плата и соответствующие налоги	1.477.720	1.173.295
Материалы и запасы	790.959	1.019.212
Электроэнергия	562.868	523.947
Аренда	407.923	341.435
Геологические и геофизические работы	257.801	187.833
Ремонт и обслуживание	225.448	377.904
Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки	176.000	157.000
Расходы на питание	169.519	143.051
Услуги охраны	79.668	77.038
Расходы по обслуживанию скважин	70.000	110.684
Изменения в запасах сырой нефти	(10.779)	(167.783)
Прочие расходы	715.570	680.989
	12.237.126	12.527.472

29. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Рентный налог	11.420.749	13.065.323
Таможенные процедуры	5.582.504	3.915.410
Подготовка и транспортировка нефти	4.357.993	4.202.670
Демередж	22.859	58.989
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	16.633	16.791
Износ и амортизация	7.789	7.732
Прочие	41.803	37.468
	21.450.330	21.304.383

30. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Заработная плата и соответствующие налоги	3.520.197	3.954.527
Командировочные и представительские расходы	192.563	217.604
Обучение персонала	115.638	99.335
Налоги и другие платежи в бюджет	112.652	8.870
Консультационные услуги	111.912	65.604
Расходы по аренде	73.788	93.846
Износ и амортизация	48.238	44.423
Материалы	35.504	38.759
Услуги связи	22.628	22.286
Коммунальные услуги	19.681	32.727
Банковские услуги	18.492	24.078
Спонсорская помощь	15.657	59.477
Охрана	6.994	6.917
Страхование	910	1.178
Штрафы и пени	364	17.293
Прочие	159.018	184.426
	4.454.236	4.871.350

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**31. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Расходы по вознаграждению (Примечание 19)	1.315.397	270.769
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 20)	64.118	61.297
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 21)	48.294	52.617
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 21)	5.131	4.667
Прочие	262.115	126.329
	1.695.055	515.679

32. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Процентный доход от предоставленного займа	1.605.497	–
Процентный доход по банковским депозитам	138.284	206.279
Процентный доход по депозитам на ликвидационный фонд	36.590	19.595
	1.780.371	225.874

33. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Расход от изменения в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 20)	(44.974)	21.012
Убыток от выбытия основных средств	(57.573)	(122.276)
Списание непродуктивной скважины и прочих активов (Примечание 8)	–	(17.832)
Износ и амортизация	(28.219)	7.101
Прочие	81.187	55.218
	(49.579)	(56.777)

34. (ОТРИЦАТЕЛЬНАЯ)/ПОЛОЖИТЕЛЬНАЯ КУРСОВАЯ РАЗНИЦА, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Доход от курсовой разницы	3.993.683	386.781
Убыток от курсовой разницы	(5.112.988)	(380.962)
	(1.119.305)	5.819

11 февраля 2014 года Национальный банк Республики Казахстан провел корректировку курса тенге к доллару США и другим иностранным валютам. После корректировки обменный курс вырос с 156,56 тенге к 1 доллару США до 184,50 тенге к 1 доллару США. Корректировка тенге привела к отрицательной курсовой разнице в сумме 1.119.305 тысяч тенге, вследствие того, что Компания имеет существенный банковский заем, выраженный в долларах США.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**35. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

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

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года, Компания имела торговые операции со следующими связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2014	За год, закончившийся 31 декабря 2013 (пересчитано)
Приобретение услуг	-	1.654.513
Прочие доходы	1.763	165.111

Следующие балансы со связанными сторонами включённые в отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2014 года и 2013 год:

<i>В тысячах тенге</i>	2014	2013 (пересчитано)
Займы предоставленные	12.070.910	-
Торговая дебиторская задолженность	49.003	149.087
Прочая дебиторская задолженность	-	121.106

За годы, закончившиеся 31 декабря 2014 года и 2013 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 1.272.589 тысяч тенге и 3.038.925 тысяч тенге, соответственно.

36. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**Условные обязательства по Контрактам на недропользование***Несоблюдение Контрактов на недропользование*

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

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

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

Обязательства по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания обязана обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных капитальных затрат по месторождениям Кара-арна, Восточная Кокарна и Матин. Как минимум 50% этих затрат должны распределяться через образовательные учреждения Республики Казахстан. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2014 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**36. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)***Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан*

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания обязана продавать 15% добытой нефти на месторождениях Кара-арна и Восточная Кокарна в Республике Казахстан. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2014 года.

Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактами на недропользование по завершении эксплуатации нефтяного месторождения Компания обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяных месторождениях в порядке, установленном Законом о недропользовании. Компания отразила обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений в данной финансовой отчётности (*Примечание 20*). 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 Компания 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 9*). Также Компания 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. Компания отразила обязательства по ликвидации определённых скважин и восстановлению занимаемого ими участка в данной финансовой отчётности.

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

Обязательства по страхованию

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

В мае 2011 года Компания утвердила в Компетентном органе от Правительства Республики Казахстан – Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Программу страхования рисков, имущества и ответственности Компании по Контрактам на недропользование.

Прочие условные обязательства*Операционная среда*

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

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

Налогообложение

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)**Прочие условные обязательства (продолжение)***Налогообложение (продолжение)*

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

Вопросы охраны окружающей среды

Компания 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. Компания 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 Компании может потребоваться модернизация технологии для соответствия более жестким требованиям.

Юридические вопросы

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

37. ПОЛИТИКА 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. Компания не использует хеджирование товаров с целью ограничения влияния колебаний цен на нефть. Компания управляет товарно-ценовым риском путем проведения периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть из-за негативных изменений рыночной конъюнктуры.

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 её торговой дебиторской задолженностью. Данные суммы представлены в отчёте о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам.

В течение 2014 и 2013 годов Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2014 году доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 91% (в 2013 году: доходы от Oil Trading Solutions B.V. составили 96%) 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. Руководство Компании не ограничивало влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**37. 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 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.

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

<i>В долларах США</i>	2014	2013 (пересчитано)
Активы	15.073.266	6.784.932
Обязательства	(34.769.251)	(4.529.121)
Чистая балансовая позиция	(19.695.985)	2.255.811

Анализ чувствительности к валютному риску

Компания в основном подвержена риску, связанным с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчётов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Компании используется уровень чувствительности в 17,37% (в 2013 году: 10%).

В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец периода. При конвертации на конец периода используются курсы, изменённые на 17,37% по сравнению с действующими (в 2013 году: 10%).

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 17,37% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 17,37% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2013 году: увеличение/(уменьшение) на 10%)

	За год, закончившиеся 31 декабря 2014		За год, закончившиеся 31 декабря 2013	
	тенге/ доллар США +17,37%	тенге/ доллар США -17,37%	тенге/ доллар США +10%	тенге/ доллар США -10%
Чистый доход/(убыток)	3.421.193	(3.421.193)	225.581	(225.581)

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.

По состоянию на 31 декабря 2014 года Компания считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)**Справедливая стоимость финансовых инструментов**

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

По состоянию на 31 декабря 2014 года и 2013 год балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2015 году добыча нефти планируется на уровне 528 3000 тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2015 году запланировано бурение 8 добывающих скважин. Также запланировано выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе операции по гидроразрыву пласта, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бедствия.

В 2014 году Компания продолжила буровые работы по доразведке месторождения Матин. Согласно раздела доразведки проекта разработки месторождения Матин в пределах Юго-восточного поля Восточного крыла месторождения Матин в конце 2013 года пробурена разведочная скважина №11М. Произведено опробование 2-х объектов испытания в отложениях пермотриаса. Получение положительных результатов при опробовании разведочной скважины №11М явилось основанием для продолжения бурение еще двух разведочных скважин №№7М, №9М. При опробовании скважины №7М также был получен положительный результат. В скважине №9М объекты для испытания в отложениях пермотриаса выявлены не были. По результатам испытания 2-х разведочных скважин были подсчитаны запасы нефти и газа в пределах разведываемого блока. Прирост запасов нефти составил геологических 720 тыс. тонн извлекаемых 98 тыс. тонн, растворенного газа – геологических 114,5 млн. м³, извлекаемых 15,6 млн. м³, газа газовой шапки – 107,1 млн. м³.

В 2014 году на месторождении Кара-Арна пробурена разведочная скважина №8. В разрезе скважины выявлен 1 (один) объект испытания. Средний дебит нефти за время испытания составил 9,7 т/сут, дебит жидкости – 22 м³/сут, обводненность - 53 %.

В 2015 году завершатся работы по трехмерной обработке 3D сеймики месторождений Матин и Кокарна Восточная. На основе результатов данных работ будет рассмотрена возможность поиска новых нефтегазоперспективных объектов и расширения территорий месторождений.

В 2015 году завершатся работы по созданию трехмерных геологической и гидродинамической моделей месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная. Построение моделей будет способствовать дальнейшему регулированию процесса разработки месторождений, распределению остаточных запасов, прогнозу технологических показателей и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН). На основе геологической и гидродинамической моделей будут разработаны проектные документы на разработку месторождений Матин, Кара-Арна и Кокарна Восточная.

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Обращение руководства.	1
2. Информация о компании.	2
3. Основные события отчетного года.	4
4. Операционная деятельность.	5
5. Финансово-экономические показатели.	9
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.	15
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов.	15
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании.	15
8.3. Организационная структура.	16
8.4. Совет директоров.	17
8.5. Исполнительный орган.	18
8.6. Комитеты совета директоров и их функции.	19
8.7. Внутренний контроль и аудит.	19
8.8. Информация о дивидендах.	19
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	19
8.10. Информация о вознаграждениях.	19
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	20
9. Финансовая отчетность.	22
10. Основные цели и задачи на следующий год.	61
11. Дополнительная информация.	62
11.1. Оглавление.	62
11.2. Глоссарий.	63
11.3. Контактная информация.	63

11.2. ГЛОССАРИЙ.

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

АНПЗ ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»

барр. Баррель

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

Категория 1Р Доказанные запасы

Категория 2Р Доказанные и вероятные запасы

Категория 3Р Доказанные, вероятные и возможные запасы

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

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

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

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

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО (запросы акционеров, институциональных инвесторов)

Серік Ержан, ведущий юрист-консульт

Телефон: (727) 344-10-42; Факс: (727) 344-10-42; 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

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