



**Годовой отчет 2015 г.
Акционерное общество
«КоЖаН»**

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА

В начале 2015 года, в связи с резким падением мировых цен на нефть, АО «КоЖаН» столкнулось с существенным дефицитом оборотных средств, что поставило под угрозу поддержание непрерывности производственного процесса и выполнение финансовых обязательств перед государством, а также поставщиками, подрядчиками и услугодателями по заключённым договорам. В сложившейся ситуации, во избежание остановки производства и сокращения рабочих мест руководством было принято решение ввести режим жёсткой экономии. Эта задача, в сложный для деятельности Общества период, была успешно реализована. Общество было вынуждено пересмотреть свою инвестиционную программу и перенести наиболее ресурсоёмкую часть программы, а именно, бурение новых скважин, на 2016 год. Одновременно с этим, Обществу удалось сохранить текущий уровень добычи нефти и полностью сохранить свой трудовой коллектив.



В августе 2015 года, стопроцентный пакет акций АО «КоЖаН», ранее принадлежащий компании “International Mineral Resources II B.V.” (Нидерланды), путём проведения открытых торгов на торговой площадке АО «Казахстанская Фондовая Биржа», был приобретён Акционерным Обществом «Матен Петролеум».

Приход нового акционера способствовал привлечению в Общество значительного объёма инвестиционных средств, которые были незамедлительно направлены на погашение текущей задолженности по договорам и скорейшую реализацию инвестиционной программы в рамках исполнения финансовых обязательств Общества перед государством.

В рамках принятой стратегии по вышеназванной ликвидности своих активов, акционером было запланировано бурение большого числа новых эксплуатационных и оценочных скважин с целью значительного увеличения уровня добычи нефти уже в 2016 году и доведения его до 450 тыс. тонн в год.

В настоящее время, Общество с уверенностью смотрит в будущее и полностью готово к успешной реализации поставленных перед Обществом задач.

С уважением,

He Xi (Xэ Си),
Генеральный директор

2. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ

Акционерное Общество «КоЖаН» (далее - «Компания», «Общество» или АО «КоЖаН») – это предприятие, основным видом деятельности которого является разведка и добыча углеводородного сырья.

Первоначально Общество было организовано в форме ТОО «КоЖаН» в 2001 году. 11 февраля 2010 года Департаментом юстиции города Алматы Министерством юстиции Республики Казахстан была осуществлена перерегистрация Общества в связи изменением его места нахождения. 16 октября 2014 года, в результате реорганизации, Общество было перерегистрировано в АО «КоЖаН».

Основная производственная деятельность Общества, согласно действующим Контрактам на проведение операций по недропользованию № 1102, № 1103, № 1104, заключенным с Министерством энергетики РК, направлена на добычу и реализацию углеводородного сырья до 2034 года на объектах:

- месторождение «Морское» (включая структуру Огайское);
- месторождение «Даулеталы»;
- месторождение «Каратал».

Месторождения находятся вблизи одних из самых крупных месторождений в мире: Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Астраханское.

В мае 2012 года, Компания ввела в действие собственный пункт сбора и слива нефти «Каратон», что, в значительной степени, позволило снизить эксплуатационные затраты Компании. Компанией также активно ведутся поисково-разведочные работы на структурах контрактной территории Морское.

Головной офис Компании зарегистрирован в г. Алматы. Компания также имеет надлежащим образом зарегистрированный филиал, который расположен в г. Атырау.

По состоянию на 31 декабря 2015 года, единственным акционером Компании является Акционерное Общество «Матен Петролеум», которое владеет 100% акций АО «КоЖаН».

Запасы Компании:

Месторождение/Структура	C ₁ +C ₂ млн. тонн извлекаемых запасов, по состоянию на 01.05.2015 г.
Морское и Западное Морское	8,300
Огайское	2,431320
Каратал и Даулеталы	0,357
Итого:	11,088320

Месторождение Морское и Западное Морское

По месторождениям Морское и Западное Морское в 2006 году, в Государственной Комиссии по запасам утвержден отчет по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения «Морское» по состоянию на 01.04.2006 г. (Протокол Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (далее - ГКЗ РК) № 536-06-У от 18.10.2006 г.).

По состоянию на 01.03.2013 г., составлен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчет запасов нефти и попутного газа месторождения Морское» (Протокол ГКЗ РК № 1303-13-У от 11.07.2013 г.). Основанием для пересчета запасов явилось то, что на всей площади месторождения, после последнего подсчета запасов (2006 г.), была проведена сейсморазведка 3Д, результаты которой показали наличие существенных расхождений в строении ловушки Восточного

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

блока месторождения по сравнению с предыдущими данными. Были пробурены 3 (три) эксплуатационные скважины, в том числе на восточной (№ 17) и западной (№ 15) периклиналях Восточного блока, подтвердившие его распространение значительно дальше ранее принятых границ. Кроме того, в протоколе Государственной Комиссии по запасам Республики Казахстан от 2006 года было рекомендовано провести изучение Западного блока Восточного поля месторождения. На Восточном блоке были пробурены 4 (четыре) эксплуатационные скважины (№№ 6Д, 24, 26 и 35) и 4 (четыре) поисково-оценочные скважины (№№ 21, 22, 23 и 25), в блоке Западное Морское - 4 (четыре) оценочные скважины (№№ 56, 57, 58 и 59), подтвердившие его распространение значительно дальше ранее принятых границ. Данные, полученные в результате бурения новых скважин, позволили уточнить положение водонефтяных контактов, а также подтвердили продуктивность выявленных залежей.

В результате бурения и испытания скважин №№ 56, 57, 58 и 59, были получены притоки нефти. Исходя из разбуренности и изученности нефтяных залежей, геологические/извлекаемые запасы нефти оценены по категориям В+С₁ и С₂. В целом, по контрактной территории, по блокам Морское и Западное Морское, по сравнению с запасами 2006 г., наблюдается увеличение запасов нефти в 12,4/8,9 раза, что является основанием для перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁. По состоянию на 1 мая 2015 г., составлен и утвержден в ГКЗ РК «Перевод запасов нефти и растворенного газа месторождения Морское из категории С₂ в категорию С₁» (Протокол ГКЗ РК № 1573-15-У от 03.07.2015 г.)

Огайское

В 2008 г., по результатам опробования скважин №№ 1 и 30, был составлен и утвержден в ГКЗ РК «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Огайское» (Протокол ГКЗ РК № 767-08 П от 02.12.2008 г.).

По состоянию на 1 июня 2013 г., составлен и утвержден в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Огайское» (Протокол ГКЗ РК № 1363-13-У от 12.12.2013 г.). Основанием для подсчета запасов явилось то, что на всей площади месторождения, после последнего подсчета запасов (2008 г.) была проведена сейсморазведка 3Д, результаты которой показали наличие существенных расхождений в строении ловушки месторождения по сравнению с предыдущими данными. Также были дополнительно пробурены - одна разведочная (№ 20) и 3 (три) оценочные скважины (№№ 31, 32 и 33), подтвердившие развитие на площади месторождения продуктивных горизонтов.

Кроме того, Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан было рекомендовано, по завершении оценочных работ, подготовить подсчет запасов и представить на рассмотрение в ГКЗ РК в установленном законом порядке.

По состоянию на 1 мая 2015 г., на основании результатов бурения оценочных скважин №№ 50, 51, 52 и 53, в которых подтвердились и были получены промышленные притоки нефти в нижнемеловых отложениях, составлен и утвержден в ГКЗ РК «Перевод запасов нефти и растворенного газа месторождения Огайское из категории С₂ в категорию С₁» (Протокол ГКЗ РК № 1572-15-У от 03.07.2015 г.).

Месторождение Каратал

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

По состоянию на 1 марта 2006 г., в ГКЗ РК был утверждён «Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Каратал» (Протокол ГКЗ РК № 500-06-П от 20.04.2006 г.), согласно которому текущие запасы по месторождению Каратал составили:

- по категории С₁: геологические – 697 тыс. тн.; извлекаемые – 209 тыс. тн.;
- по категории С₂: геологические – 330 тыс. тн.; извлекаемые – 99 тыс.тн.

В 2009 году, в ГКЗ РК утверждён «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратал по состоянию на 1 ноября 2008 г.» (Протокол ГКЗ РК № 818-09-У от 10.04.2008 г.), согласно которому запасы нефти по месторождению составили:

- по категории С₁: геологические – 727,8 тыс. тн.; извлекаемые – 118 тыс. тн.;
- по категории С₂: геологические – 349,9 тыс. тн.; извлекаемые – 74,90 тыс.тн.

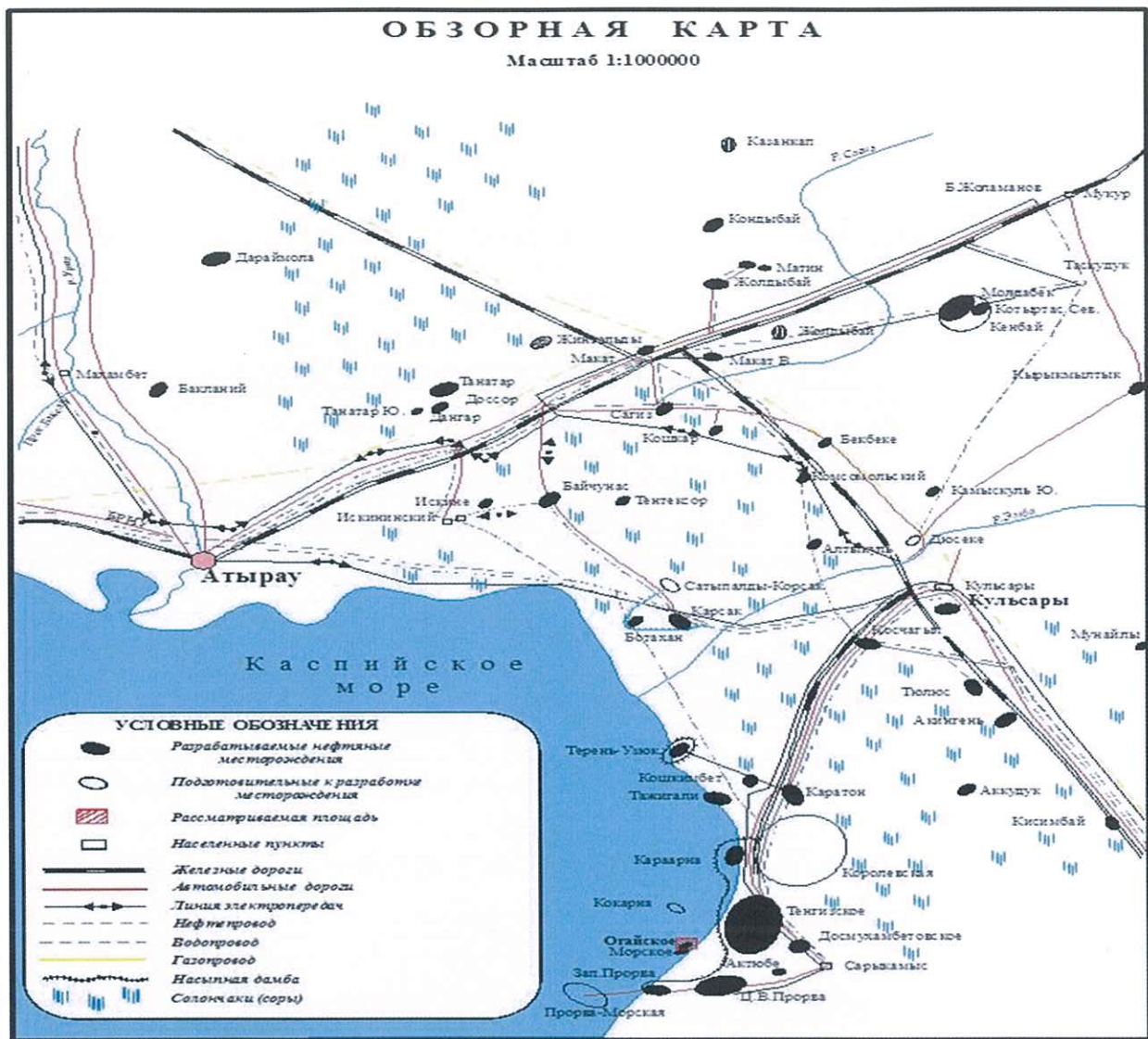
Месторождение Даулеталы

Результаты бурения и опробования скважин на месторождении Даулеталы позволили выделить в разрезах скважин №№ 1, 21 и 2, пробуренных в пределах структуры Северного крыла, 6 продуктивных горизонтов в неокомских отложениях (нижний мел) и, в 1993 году, произвести подсчет запасов нефти неокомских отложений месторождения и поставить их на Государственный баланс в следующих объёмах (Протокол ЦКЗ Министерства геологии РК № 7 от 21.04.1993 г.):

- по категории С₁: геологические – 185 тыс. т; извлекаемые – 50 тыс. т;
- по категории С₂: геологические – 426 тыс. т; извлекаемые – 114 тыс. т.

Права на недропользование

Наименование объекта недропользования	Наименование контракта на недропользование
Месторождение Морское	Контракт от 17 февраля 2003 года № 1103 на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Морское, расположенном в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Срок действия Контракта – до 17 февраля 2034 года.
Месторождение Даулеталы	Контракт от 17 февраля 2003 года № 1102 на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Даулеталы, расположенном в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Срок действия Контракта – до 17 февраля 2034 года.
Месторождение Каратал	Контракт от 17 февраля 2003 года № 1104 на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Каратал, расположенном в Махамбетском районе Атырауской области Республики Казахстан. Срок действия Контракта – до 17 февраля 2034 года.



Основные характеристики месторождений

Месторождение Морское расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Территория месторождения затопливается морской нагонной водой. Скважины огорожены насыпными защитными дамбами. В тектоническом отношении морское поднятие, приуроченное по подсоевлым отложениям к структуре Морской, расположено в пределах Приморского свода, ограниченного с юго-востока Южно-Эмбинским прогибом. Месторождение связано с надсоевлым комплексом отложений, подстилающимся нижнепермской кунгурской соленосной толщей. Контрактная территория месторождения Морское располагается в пределах единой солянокупольной структуры Морское, разделенной поперечным тектоническим нарушением на два крыла, северное из которых исторически называется площадью (месторождением) Огайское, а южное формирует два блока, разделенных небольшим нарушением. В пределах восточной части южного крыла располагается месторождение Морское.

На блоке Морское установлена нефтегазоносность меловых отложений (альбский и аптский горизонты) на месторождениях Морское и Огайское, что само по себе уже указывает на возникновение и существование благоприятных условий для перетока нефти из подсоевлого комплекса. Оба месторождения представляют собой два разных крыла одного соляного купола – восточное и северное.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

Месторождение Морское имеет Горный отвод на добычу углеводородного сырья в пределах Блоков ХХІХ-14-Е (частично), ХХХ-14-А (частично), В (частично); Месторождение Огайское имеет Горный отвод на добычу углеводородного сырья в пределах Блоков ХХІХ-14-Д (частично), Е (частично), ХХХ-14-А (частично), В (частично), предоставленных Компании на основании Решения Министерства нефти и газа Республики Казахстан (Протокол № 11 от 29 августа 2013 г.).

Геологические и извлекаемые запасы (C_1+C_2):

по месторождению Морское: – геологические запасы - 26 191 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 8 300 тыс. тонн;

по месторождению Огайское: – геологические запасы - 9507 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 2 431,32 тыс. тонн.

Утверждены ГКЗ РК 3 июля 2015 г. (Морское) и 03 июля 2015 г. (Огайское).

Обеспеченность указанными запасами при достигнутой производительности добычи – до 2034 г. (Морское), - до 2042 г. (площадь Огайское).

Месторождение Даулеталы расположено в Жылыойском районе Атырауской области. Структура Даулеталы впервые была выявлена в 1980 г. по результатам проведения сейсморазведочных работ. Нефтеносность месторождения была установлена в начале 1981 г. при испытании структурно - поисковой скважины № 21, в которой, из барремских отложений нижнего мела (интервал 550-566 м), получили промышленный приток густой нефти. В тектоническом отношении площадь Даулеталы расположена в пределах юго-восточной прибортовой зоны Прикаспийского бассейна. На контрактной территории месторождения Даулеталы, в 2014 году были проведены сейсморазведочные работы 3Д. Общая площадь съемки составила 95,3 кв. км, из них полнократная часть - 57,1 м². По результатам проведения предварительной интерпретации, было уточнено геологическое строение контрактной территории, выделены перспективные объекты.

Геологические и извлекаемые запасы (C_1+C_2) по месторождению Даулеталы: – геологические запасы - 611 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 164 тыс. тонн (утверждены ГКЗ РК 28 июня 1993 г.).

Месторождение Каратал географически расположено в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины и приурочено к одноименному соляному куполу. Поисково-разведочные работы с целью изучения геологического строения и обнаружения залежей нефти и газа начали проводиться на контрактной территории с пятидесятых годов прошлого столетия. Залежи нефти и газа были установлены в отложениях нижнего мела и средней юры в интервале глубин 330-700 м. Структура Каратал имеет конфигурацию, близкую к овальной, с двумя сторонами грабенных на южной и северной частях и граничит со структурами Байменке, Камсактыкуль - на севере, Оскембай, Казбай и Егиз - на юго-западе, Танатар - на юго-востоке и Досхана – через обширную межкупольную зону - на востоке. По характеру залегания соляного ядра, Каратал относится к куполам скрытопрорванного типа. В тектоническом отношении структура Каратал приурочена к одноименному соляному куполу, поверхность которого закартирована по VI отражающему горизонту и представляет сложный, по своим морфологическим характеристикам, геологический объект. Купол месторождения Каратал имеет четыре склона: восточный, северо-западный, западный и юго-восточный, которым по мезозою соответствуют одноименные крылья, которые, в свою очередь, разбиты тектоническими нарушениями на отдельные блоки.

В отношении данного месторождения имеется Горный отвод на добычу углеводородного сырья в пределах Блоков ХХІІ-12-Е (частично), F (частично); ХХІІІ-12 В (частично), С (частично), предоставленный Компании в августе 2009 г.

Геологические и извлекаемые запасы (C_1+C_2) по месторождению Каратал: – геологические запасы - 1 077,7 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 192,9 тыс. тонн (утверждены ГКЗ РК 10 апреля 2009 г.).

Обеспеченность указанными запасами при достигнутой производительности добычи – до 2056 года.

Пункт сбора и слива нефти Каратон (ПССН Каратон)

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год



- Первоначальная пропускная мощность – 180 000-200 000 тонн в год со значительным увеличением в перспективе;
- На стадии завершения строительство нового резервуара объемом 2000 м³. Ожидается увеличение пропускной мощности до 450 000 тонн в год.
- Собственный ПССН нивелирует проблемы, связанные с задержками по откачке нефти. Добыча на месторождениях Компании ведется бесперебойно.
- Снижение прямых операционных затрат:
 - отсутствие необходимости оплаты за услуги сбора, хранения и отгрузки;
 - снижение количества арендуемых нефтевозов на 60%.
- Дополнительный доход – свободные пропускные мощности могут быть использованы для обслуживания других нефтедобывающих предприятий.
- Введен в эксплуатацию в мае 2012 года.
- На стадии завершения - проект строительства коммерческого узла учета нефти (КУУН).

Инфраструктура месторождений



- В непосредственной близости от месторождений Компании проходят магистральные трубопроводы нефти и газа (Атырау – Новороссийск, Атырау – Самара, Узень – Атырау, Тенгиз – морской порт Актау, Казахстан – Китай, Центральная Азия – Центр (САС)).
- Месторождения находятся в развитом нефтегазодобывающем регионе (Атырауская область) со всей производственной, перерабатывающей и транспортной инфраструктурой.
- В регионе присутствуют все основные нефтесервисные компании, такие как Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford и т.д.
- Пункт сбора и слива нефти «Каратон» находится в 52 км от месторождения Морское и структуры Огайское.
- Воздушная линия электропередач мощностью 110 кВт проходит в километре от блока «Морское/Огайское».

3. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЁТНОГО ГОДА

В 2015 году, АО «КоЖаН» было добыто 150 028 тонн нефти, в т.ч.:

- 141 829 тонн добыто из переходящих скважин прошлых лет, в т.ч. за счет геолого-технических мероприятия - 8 252 тонн нефти;
- Пробурено 2 эксплуатационные скважины с общей добычей в количестве 8 199 тонн.

В 2015 году бурение оценочных скважин на контрактной территории месторождения Морское не проводилось в связи с подготовкой технических проектов на строительство скважин, согласно Проекту оценочных работ на контрактной территории месторождения Морское (Огайское, Западное Морское и Юго-Восточное Морское).

Получен расширенный Горный отвод на месторождение Морское, а также Горный отвод на площадь Огайское месторождения Морское.

В результате, общие запасы нефти по блокам составили:

Морское:

- геологические запасы (C_1+C_2) - 26 191 тыс. тонн; извлекаемые запасы – 8 300 тыс. тонн;
- растворенный газ: - геологические запасы - 1 014 млн. м³; извлекаемые запасы - 473 млн. м³.

площадь Огайское:

- геологические запасы - 5 507 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 2 439,4 тыс. тонн;
- растворенный газ: - геологические запасы - 346 млн. м³; извлекаемые запасы - 85 млн. м³.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

4.1 ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА ЗА 2015 ГОД

Добыча нефти в Казахстане в 2015 году составила 79,5 млн. тонн нефти, в том числе, 75,2 млн. тонн сырой нефти и 4,3 млн. тонн газового конденсата, что на 1,7% меньше, чем в 2014 году. Прошлогодний показатель нефтедобычи вывел страну на 17 место в мире. Добыча природного газа в стране по итогам 2015 года составила 45,3 млрд. кубометров - на 4,8% больше, чем годом ранее. В 2016 году Казахстан планирует добыть более 74 млн. тонн нефти.

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана в 2015 году переработали 14,5 млн. тонн сырой нефти, что на 2,4% меньше по сравнению с 2014 годом. В 2016 году, в соответствии с планом переработки нефти и производства нефтепродуктов, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан, будет переработано 14,3 млн. 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

АО «КазЖаН» Годовой отчёт 2015 год

они смогут полностью обеспечить спрос на светлые нефтепродукты за счет собственных ресурсов.

Консолидированный объем транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов группы компаний АО «КазТрансОйл» в 2015 году составил 60 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 проведение обширных геологических и геофизических исследований и бурение скважин глубиной 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 Республике Казахстан. 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 одну тонну.

9 декабря 2010 года, между правительствами РК и РФ было подписано соглашение о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан. В рамках данного соглашения, до 1 января 2014 года, осуществлялись беспошлинные поставки нефти из Российской Федерации в Республику Казахстан. 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 в 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 Республики Казахстан, Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, информационные агентства

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год
«Новости-Казахстан», Kazakhstan Today, Kapital.kz.

4.2 ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

Согласно сведениям Министерства энергетики Республики Казахстан, в 2014-2018 гг. ежегодный рост добычи нефти, в среднем, составит 6%. В 2018 г. ожидается добыча 110 млн. тонн нефти. Наибольший скачок добычи прогнозируется за счет добычи нефти на Кашагане. Основная добыча нефти была обеспечена компаниями ТОО «Тенгизшевройл», «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.», АО «РД «КМГ», АО «Мангистаумунайгаз», АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО «Казгермунай».

В настоящий момент, большинство крупнейших месторождений Казахстана разрабатываются силами совместных предприятий со 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 2015 году 27,2 млн. тонн нефти, уже через несколько лет сможет увеличить мощность 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 реализации 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 ИНФОРМАЦИЯ О ПРОДУКЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

АО «КоЖаН» реализует нефть, как на внешнем, так внутреннем рынке. Около 80% добытой нефти поставляется на экспорт, остальные 20% - реализуются на внутреннем рынке.

Транспортировка сырой нефти АО «КоЖаН» осуществляется по системе магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл». Все экспортные поставки осуществляются через российскую систему магистрального нефтепровода компании ОАО «Транснефть». Объем экспортных продаж нефти в 2015 году составил 124 364 тонны. Основным покупателем экспортных объемов нефти Компании в 2015 году выступала компания Euro -Asian Oil SA, с которой был заключен соответствующий договор купли-продажи. Нефть, реализованная на внутреннем рынке, доставляется до покупателя по системе внутренних нефтепроводов АО «КазТрансОйл» и, как правило, перерабатывается на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе. В 2015 г. поставки нефти на внутренний рынок составили 23 301 тонну.

4.4 СТРАТЕГИЯ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ

Основной стратегической задачей руководства Компании на ближайшие годы является доведение уровня добычи нефти до 450 тыс. тонн в год. Для этого, Компания должна строго 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, обозначенном в

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год
стратегии Компании на ближайшие годы.

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

5. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

5.1. ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВИВШИЕ РАСХОЖДЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Объём добычи нефти за 2015 год составил 150 028 тонн. Это на 8% меньше показателя предыдущего года. На снижение объёма добычи нефти повлияло невыполнение программы бурения новых скважин в 2015 году. В связи с падением мировой цены на нефть, Компания пересмотрела инвестиционную программу и перенесла бурение новых скважин на 2016 год.

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Наименование	Ед. изм.	2013	2014	2015
ДОБЫЧА	тонна	145 648	162 875	150 028
<i>Темп роста /падения</i>	%	49,2%	11,8%	-7,9%
ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	млн. тенге	12 764	14 659	9 943
<i>Темп роста /падения</i>	%	40,5%	14,8%	-32,2%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-5 017	-2 978	-3 197
<i>Темп роста /падения</i>	%	78,4%	-40,6%	7,4%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-4 734	-6 040	-5 226
<i>Темп роста /падения</i>	%	24,3%	27,6%	-13,5%
ЕВИТДА	млн. тенге	2 344	7 126	1 947
<i>маржа EBITDA</i>	%	18,4 %	48,6 %	19,6 %
НОРАТ	млн. тенге	1 261	5 013	465
<i>маржа NOPAT</i>	%	9,9%	34,2%	4,7%
Свободный денежный поток	млн. тенге	-2 912	1 163	-633
Капитальные затраты	млн. тенге	4 523	4 514	1 935

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

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Объем реализации нефти, тонн	144 068	155 447	147 665
Экспортные продажи, тонн	78 723	83 140	124 364
Внутренние продажи, тонн	65 345	72 307	23 301

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

Цена реализации нефти

Цена экспорт, тенге / тонна	115 680	117 837	76
долл. США / баррель	104,97	91,12	47,49
Цена внутренний рынок, тенге / тонна	55 846	67 241	19 956

Выручка	12 764	14 659	9 943
Экспортные продажи нефти	9 115	9 797	9 478
Внутренние продажи нефти	3 649	4 862	465

При расчёте цены нефти за баррель в долл. США был применён средний обменный курс за год.

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

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Себестоимость	-5 017	-2 978	-3 197
Износ и амортизация	-292	-659	-825
НДПИ	-455	-579	-498
Страхование	-5	-10	-10
Заработная плата и соответствующие налоги	-366	-520	-594
Товарно-материальные запасы	-80	-239	-210
Электроэнергия	-16	-21	-26
Текущий ремонт и техобслуживание	-64	-34	-33
Геологические и геофизические работы	-95	-136	-72
Питание	-22	-30	-45
Расходы по обслуживанию скважин	-53	-56	-55
Аренда и услуги охраны	-36	-87	-85
Прочие расходы	-3 723	-679	-748
Изменения в запасах сырой нефти	190	72	4

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

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Расходы по реализации	-3 725	-4 426	-4 178
Рентный налог	-2 031	-2 071	-994
Транспортировка нефти	-791	-907	-1 112
Таможенные процедуры	-651	-1 139	-1 765
Тех потери при транспортировке нефти	-4	-6	-8
Износ и амортизация	-73	-84	-74
Прочие	-175	-219	-225

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

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Общие и административные расходы	-1 009	-1 614	-1 048
Заработная плата и соответствующие налоги	-567	-644	-571
Командир и представ расходы	-64	-62	-29
Расходы по аренде	-30	-31	-39
Благотворительная помощь	-36	-21	-22
Обучение персонала	-28	-41	-92
Консультационные услуги	-51	-55	-93
Материалы	-21	-21	-28
Износ и амортизация	-17	-16	-13
Охрана	-7	-7	-8
Страхование	-0,1	-2	-3
Налоги другие платежи в бюджет	-13	-5	-22
Услуги связи	-5	-6	-7
Банковские услуги	-7	-11	-17
Прочие	-163	-692	-104

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Показатель	На 31.12.2013	На 31.12.2014	На 31.12.2015
Уставный капитал, тыс. тенге	150	10 748 046	10 748 046
Собственный капитал, тыс. тенге	7 032 570	11 895 464	12 284 997
Совокупные активы, тыс. тенге	12 767 847	15 673 864	16 543 350
Объем продаж, тыс. тенге	12 763 603	14 659 086	9 943 446
Валовый доход, тыс. тенге	7 747 102	11 681 290	6 746 468
Чистая прибыль, тыс. тенге	1 227 872	4 917 494	389 533
Балансовая стоимость простой акции, тенге	-	1 110	1 140
ROA	8%	29%	3%
ROE	17%	41%	3%
ROS	10%	34%	4%

6. АНАЛИЗ РИСКОВ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Компании включают в себя торговую, дебиторскую и кредиторскую задолженности, выданные займы, денежные средства и денежные эквиваленты, полученные займы, используемые для управления рисками. Излишек ликвидных средств контролируется и управляется Руководством Компании.

Основные риски, связанные с финансовыми инструментами Компании, включают риск ликвидности, рыночный риск и кредитный риск.

Компания прилагает все усилия для обеспечения эффективного управления финансовыми рисками

АО «Кожан» Годовой отчёт 2015 год

Компании. Политика Компании в отношении управления финансовыми рисками четко определена и последовательно применяется. Основными видами деятельности Компании являются разведка и добыча углеводородного сырья. В основном, Компания не хеджирует свои риски по сырьевым товарам, однако, в периоды высокой неопределенности или неустойчивости, хеджирование определенных статей доходов и затрат может рассматриваться в качестве меры предосторожности, направленной на снижение неустойчивости поступлений денежных средств на счёт Компании. Руководство Компании может, при определенных обстоятельствах, разрешить хеджирование сырьевых товаров для обеспечения долгосрочной устойчивости тех или иных операций с предельными затратами, либо для удовлетворения конкретных договорных требований по проектам расширения производства с независимым финансированием.

Риск, связанный с движением денежных средств

Риск, связанный с движением денежных средств - это риск того, что величина будущих потоков денежных средств, связанных с денежным финансовым инструментом, будет колебаться.

Компания управляет риском, связанным с движением денег, посредством регулярного бюджетирования и анализа движения денег.

Риск ликвидности

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования текущей ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность, другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

Целью Компании является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью, путем использования краткосрочных и долгосрочных вкладов в местных банках.

Рыночный риск

Рыночный риск - это риск того, что справедливая стоимость или будущие потоки денежных средств по финансовому инструменту будут колебаться в зависимости от изменения рыночных цен. Рыночный риск включает в себя три вида рисков: валютный риск, процентный риск и прочий ценовой риск. Компания управляет рыночным риском путем периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть из-за негативных изменений рыночной конъюнктуры.

Риск изменения цен на сырую нефть

Нефтегазовый рынок в Казахстане подвержен влиянию политических, законодательных налоговых и регулярных изменений в Казахстане. Перспективы экономической стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а так же от развития правовой, контрольной и политической систем, т.е. от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Компании.

Компания также подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Финансовое состояние и дальнейшая деятельность Компании могут ухудшиться в результате продолжительных экономических трудностей, в том числе падения мировых цен на нефть.

Руководство не в состоянии предвидеть ни степень, ни продолжительность экономических трудностей, или оценить их возможное влияние на финансовое состояние Компании.

Валютный риск

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

Валютный риск - это риск того, что справедливая стоимость или будущие потоки денежных средств по финансовому инструменту будут колебаться в связи с изменением курсов иностранных валют. Компания подвержена валютному риску, т.к. имеет финансовые инструменты, выраженные в иностранной валюте.

Процентный риск

Процентный риск - это риск того, что справедливая стоимость или будущие потоки денежных средств по финансовому инструменту будут колебаться в зависимости от изменения рыночных процентных ставок.

Компания имеет краткосрочные заимствования от связанных сторон. В этой связи, по мнению руководства, задолженность не подвержена существенному риску изменений процентной ставки, т.к. договором такое изменение не предусмотрено.

Кредитный риск

Кредитный риск — риск того, что Компания понесет убытки вследствие того, что его клиенты или контрагенты не выполнили свои договорные обязательства. Финансовые активы, по которым у Компании возникает потенциальный кредитный риск, представлены денежными средствами, включая ограниченные в использовании, торговой дебиторской задолженностью, краткосрочными финансовыми активами.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1. СИСТЕМА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА РАБОТНИКОВ

По состоянию на конец 2015 года, в Компании работало 215 человек, из которых 151 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 100%.

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 2015 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму в размере около 122 600 000 тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышению профессионального уровня работников. Несчастных случаев на производстве в 2015 году зарегистрировано не было. Работники нефтепромыслов полностью обеспечены спецодеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты. Для работников на нефтяном месторождении действует столовая с 3-х разовым бесплатным питанием. Жилые помещения (общежитие вахтового поселка) отвечают современным требованиям условий проживания.

7.2. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИИ, ПРИРОДООХРАННАЯ ПОЛИТИКА

Особое внимание Компания уделяет выполнению требований законодательства в области охраны окружающей среды, утилизации отходов производства, проведению экологического мониторинга. Производственные отходы (твердые бытовые отходы, жидкие бытовые сточные отходы, отработанные масла, отработанные фильтры, металлолом, огарки электродов, отработанные люминесцентные лампы, отработанные аккумуляторы, резинотехнические изделия, промасленная

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

ветошь, буровые отходы и т.д.) вывозятся с предприятия и утилизируются по договору с подрядными организациями. В осенний период проводятся работы по озеленению территории вахтового городка. В 2015 году, была проведена работа по озеленению, в результате которой была осуществлена посадка саженцев в количестве 90 (девяноста) штук. В рамках реализации программы экологического контроля на объектах Компании проведен экологический мониторинг на сумму в размере 3 436 200 тенге.

Согласно плану природоохранных мероприятий по охране окружающей среды на 2015 год для объектов АО «КоЖаН», утвержденному Департаментом экологии по Атырауской области, в 2015 году на выполнение природоохранных мероприятий Компанией было израсходовано 35 811 990 тенге.

7.3. УЧАСТИЕ В БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ И МЕРОПРИЯТИЯХ

По условиям контрактов на недропользование, обязательным требованием является выполнение ежегодных отчислений на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры. АО «КоЖаН», ежегодно, в полном объёме, исполняет данное контрактное обязательство. Фактическая сумма отчислений на социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры в 2015 году составила 79,9 миллионов тенге. Кроме этого, АО «КоЖаН» также оказывает благотворительную помощь детям инвалидам, ветеранам Великой Отечественной Войны, детским домам и малоимущим семьям. В 2015 году, АО «КоЖаН» направило на благотворительные цели 5 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.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год**8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ**

Акционерный капитал, тыс. тенге	10 748 046
Количество объявленных простых акций, шт.	11 748 046
Количество объявленных привилегированных акций, шт.	-
Количество размещенных простых акций, шт.	10 748 046
Количество размещенных привилегированных акций, шт.	-
Количество выкупленных простых акций, шт.	-
Количество выкупленных привилегированных акций, шт.	-
Количество акций в свободном обращении, шт.	-

на 31 декабря 2015 г.		
Наименование держателя	%	в тыс. тенге
Акционерное Общество «Матен Петролеум»	100	10 748 046
Итого:	100	10 748 046

В связи с реорганизацией товарищества с ограниченной ответственностью «КоЖаН» в 2014 году путём преобразования в акционерное общество, акции Компании были размещены среди учредителей (единственного участника) вновь созданного акционерного общества.

Оплата акций Компании была осуществлена имуществом Компании по итогам проведения оценки рыночной стоимости ТОО «КоЖаН» Товариществом с ограниченной ответственностью «Экспертно-оценочный центр в г. Алматы» (Лицензия № ЮЛ-00843-(99082-1910-ТОО) от 22.09.2009 г. № 0131901) на основании Отчёта № 32 от 16 октября 2014 года.

13 августа 2015 года, 100% размещённых простых акций Компании путём участия в открытых торгах на площадке АО «Казахстанская Фондовая Биржа» были приобретены Акционерным Обществом «Матен Петролеум», которое стало единственным акционером Компании.

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Алматы. Основные функции разделены по областям компетенции между четырьмя заместителями генерального директора и руководящими профильными подразделениями, подчиняющимся непосредственно Генеральному директору. Все производственные работы Компании ведутся непосредственно на месторождениях и производственном объекте ПССН «Каратон», координируются и контролируются персоналом Центрального аппарата.

На нефтепромыслах и производственном объекте суммарно занято 151 специалист, из которых 36 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала организована вахтовым методом, рабочий персонал преимущественно проживает в вахтовых поселках.

Компания имеет филиал, зарегистрированный в г. Атырау.

8.4. СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ.

Совет директоров Общества состоит из трёх членов, один из которых председатель и один независимый директор.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

№	Фамилия, имя, отчество, год рождения Председателя и членов совета директоров (с указанием независимого директора)	Занимаемые должности в настоящее время и за последние 3 года, в том числе по совместительству. Дата вступления в должность
1	<p>Wang Wentao (Ван Вэнтао) 19.12.1974 г.р. Председатель Совета директоров</p>	<p>с 12.08.2015 г. по настоящее время – председатель Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г.</p> <p>с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г.</p> <p>с 11.10.2012 г. по 15.01.2014 г. - заместитель генерального менеджера компании “Hunan Hongyu Abrasive New Material Limited”. Дата вступления в должность 11.10.2012 г.</p> <p>с 16.01.2014 г. по настоящее время – руководитель Центральноазиатского отделения компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd”. Дата вступления в должность 16.01.2014 г.</p> <p>По совместительству другие должности не занимает.</p>
2	<p>He Xi (Хэ Си) 19.04.1965 г.р. Член Совета директоров</p>	<p>с 11.12.2015 г. по настоящее время – генеральный директор АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 11.12.2015 г.</p> <p>с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров – секретарь Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г.</p> <p>с 30.12.2013 г. по настоящее время – вице-президент компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd”. Дата вступления в должность 30.12.2013 г.</p> <p>с 01.08.2012 г. по 30.01.2014 г. – старший вице-президент компании “MIE Holdings Corporation”. Дата вступления в должность 01.08.2012 г.</p> <p>По совместительству другие должности не занимает.</p>
3	<p>Zhang Zhengqing (Чжан Чжэнцин) 10.08. 1944 г.р. Член Совета директоров (независимый директор)</p>	<p>с 12.08.2015 г. по настоящее время - член Совета директоров (независимый директор) АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г.</p> <p>с 01.01.1990 г. по 11.08.2015 г. – заместитель главного геолога компании “CNPC”. Дата вступления в должность 01.01.1990 г.</p> <p>с 01.07.1969 г. по 31.12.1989 г. – главный геолог компании “Shengli Oilfield Administration”. Дата вступления в должность 01.09.1969 г.</p> <p>По совместительству другие должности не занимает.</p>

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

Генеральный директор Общества.

Не Хи (Хэ Си), 1965 г.р.

Генеральный директор АО «КоЖаН» - с 11.12.2015 г. по настоящее время.

Дата вступления в должность - 11.12.2015 г.

Член Совета директоров – секретарь Совета директоров АО «КоЖаН» - с 12.08.2015 г. по настоящее время.

Дата вступления в должность - 12.08.2015 г.

Вице-президент компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd” - с 30.12.2013 г. по настоящее время.

Дата вступления в должность - 30.12.2013 г.

Старший вице-президент компании “MIE Holdings Corporation” - с 01.08.2012 г. по 30.01.2014 г.

Дата вступления в должность - 01.08.2012 г.

По совместительству другие должности не занимает.

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ

В течение 2015 года, генеральный директор не владел акциями АО «КоЖаН».

8.6. КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИХ ФУНКЦИИ.

В Компании действуют следующие комитеты при Совете директоров:

Наименование комитета совета директоров	Компетенция
Комитет стратегического планирования	<ul style="list-style-type: none">• разработка по поручению Совета директоров общества миссии и целей развития общества;• анализ и оценка внешней и внутренней среды общества;• анализ и представление Совету директоров общества рекомендаций для принятия стратегических решений, касающихся определения приоритетных направлений деятельности общества, мероприятий по выходу на новые рынки, а также развитию общества;• организация основных мероприятий по достижению установленных в рамках принятой стратегии развития общества показателей;• контроль реализации исполнительными органами общества мероприятий по достижению ключевых показателей, установленных в рамках принятой стратегии развития общества;• рассмотрение и при необходимости внесение предложений Совету директоров общества по корректировке показателей стратегического развития общества;• рассмотрение вероятных стратегических альтернатив развития общества для внесения предложений Совету директоров общества;• формирование рабочей группы и координация деятельности рабочей группы;• подготовка рекомендаций (заключений) по требованию Совета директоров общества или по своей инициативе по иным вопросам процесса стратегического планирования финансово-хозяйственной деятельности общества.
Комитет кадров и вознаграждений	<ul style="list-style-type: none">• утверждение перспективных планов, программ, политики и основных направлений деятельности общества, изменений в указанные документы, контроль за их выполнением, в области кадровой политики, а также структуры управления, мотивации и политики по вознаграждениям;• определение критериев подбора кандидатов в органы управления общества;

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

Наименование комитета совета директоров	Компетенция
	<ul style="list-style-type: none"> • подготовка предложений по определению условий договоров с членами органов управления общества, в частности с Президентом общества и Председателем Совета директоров общества; • выполняет, по поручению Совета директоров другие обязанности.
Комитет внутреннего аудита	<ul style="list-style-type: none"> • рассмотрение и согласование внутренних нормативных документов, регламентирующих деятельность Ревизионного бюро общества, для последующего утверждения Советом директоров; • рассмотрение и согласование планов работы Ревизионного бюро; • рассмотрение и согласование необходимых ресурсов для эффективного исполнения поставленных перед Ревизионным бюро задач для последующего утверждения Советом директоров общества; • рассмотрение и согласование кандидатур на занятие должности руководителя и работников Ревизионного бюро для утверждения Советом директоров; • рассмотрение и согласование размеров должностных окладов и премирования руководителя и работников Ревизионного бюро; • рассмотрение и утверждение программы обучения и повышения квалификации работников Ревизионного бюро; • рассмотрение совместно с руководителем Ревизионного бюро всех вопросов, связанных с деятельностью внутреннего аудита общества; • осуществление постоянного наблюдения за функционированием системы внутреннего аудита и управления рисками достоверности и точности финансовой информации, предоставляемой Совету директоров; • осуществление постоянного наблюдения за соблюдением обществом в своей деятельности требований законодательства Республики Казахстан, Устава и внутренних нормативных документов.
Комитет по социальным вопросам	<ul style="list-style-type: none"> • рассмотрение политик общества в сферах охраны труда, промышленной безопасности, охраны здоровья, социальной ответственности и охраны окружающей среды; • мониторинг соответствия деятельности общества требованиям законодательства и положениям в сферах охраны труда, охраны здоровья, социальной ответственности, принятым в обществе; • разработка и рассмотрение политик и деятельности, относящихся к социальной ответственности для последующего одобрения Советом директоров; • рассмотрение существенных рисков в сфере социальной ответственности и планы по минимизации отрицательных последствий указанных рисков; • рекомендации в отношении участия общества в социальных проектах; • продвижение социальных проектов и программ общества и информирование о них инвесторов, регулирующих органов, представителей государства, средств массовой информации и других сообществ; • рекомендации по подготовке внутренних документов Общества.

8.7. ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И АУДИТ

Служба внутреннего аудита не формировалась.

8.8. ИНФОРМАЦИЯ О ДИВИДЕНДАХ.

Дивиденды

Чистый доход Компании в 2013 и 2015 годах не распределялся и оставался в нераспределённом доходе Компании. В 2014 году, на основании решения Единственного Участника от 31 августа 2014 года, были объявлены дивиденды по результатам 2013 года на сумму в размере 54 600 000 ..

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

тенге и выплачены на сумму в размере 46 385 000 тенге. Выплата дивидендов произведена денежными средствами с учётом удержанного подоходного налога с нерезидента.

Прибыль на акцию

За 2015 год, завершившийся 31 декабря 2015 года, базовая прибыль Компании на одну простую акцию составила:

Чистая прибыль за 2015 год (в тенге)	389 533 000
Средневзвешенное количество простых акций за год	10 748 046
Прибыль на акцию (в тенге)	36

8.9. ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ.

АО «КоЖаН» 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 2015 год, завершившийся 31 декабря 2015 года, общая сумма вознаграждения ключевого управленческого персонала составила 120 596 000 тенге.

8.11. ОТЧЕТ О СОБЛЮДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЙ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.

АО «КоЖаН» приняло 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 акционеров, советом директоров и исполнительным органом;
- (в) принципы прозрачности, своевременности и объективности информации о деятельности Компании;
- (г) принципы законности и этики;
- (д) принципы эффективной дивидендной политики;
- (е) политика регулирования корпоративных конфликтов.

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

Совет директоров несет ответственность перед акционером за эффективное управление и надлежащий контроль над деятельностью Компании и действует в соответствии с утвержденной

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2015 год

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.

В связи со сменой единственного акционера АО «КоЖаН», а именно, приобретением Акционерным Обществом «Матен Петролеум» ста процентов размещённых простых акций АО «КоЖаН», в августе 2015 года был изменён состав Совета директоров АО «КоЖаН». На этом основании, 12 августа 2015 года Советом директоров было проведено заседание, на котором были рассмотрены, помимо прочего, следующие вопросы:

- избрание председателя Совета директоров;
- избрание секретаря Совета директоров;
- избрание исполнительного органа Компании.

Советом директоров в 2015 году был утвержден следующий документ:

- Изменения и дополнения в Проспект выпуска акций АО «КоЖаН» в связи с приобретением простых акций Общества Акционерным Обществом «Матен Петролеум», избранием нового состава Совета директоров и исполнительного органа Общества, а также в связи с изменением места нахождения Филиала Общества в г. Атырау.

Единоличным исполнительным органом, осуществляющим руководство текущей деятельностью АО «КоЖаН», является генеральный директор. 11 декабря 2015 года, решением Совета директоров Общества, генеральным директором АО «КоЖаН» был назначен член Совета директоров, г-н Не Хи (Хэ Си).

9. ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

АО «КоЖаН»

Финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2015 года.
с отчётом независимых аудиторов*



«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әлеуметтік жауапкершілік
Алматы ақ. 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

ООО «Эрнст энд Янг»
Т/б. А-Ал Фаралық 7777
Астана қ. Бірлескен Аудит
Т. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961

Ernst & Young LLP
A-Faraly Ave., 7777
Astana Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Отчёт независимых аудиторов

Акционеру и Руководству АО «КожАН»:

Мы провели аудит прилагаемой финансовой отчётности АО «КожАН» (далее «Компания»), которая включает отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2015 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 учётной политики и другие пояснительные примечания.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчётности

Руководство Компании несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, 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 отчётности на основе проведённого нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения 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, прилагаемая финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение АО «КоЖаН» по состоянию на 31 декабря 2015 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
№ МФ0000137 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

28 июня 2016 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Финансовая отчётность

Отчёт о финансовом положении.....	1-2
Отчёт о совокупном доходе	3
Отчёт об изменениях в капитале.....	4
Отчёт о движении денежных средств.....	5-6
Примечания к финансовой отчётности	7-40

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2015 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано*)	1 января 2014 года (пересчитано*)
Активы				
Долгосрочные активы				
Нефтегазовые активы	6	9.451.168	6.471.710	4.070.485
Основные средства	7	198.428	240.405	259.143
Незавершённое строительство	8	1.440.462	3.511.764	2.354.501
Разведочные и оценочные активы	9	1.455.071	1.312.198	1.327.790
Нематериальные активы		28.392	10.150	1.836
Отложенные налоговые активы	30	200.846	84.922	533.826
Денежные средства, ограниченные в использовании	16	244.814	149.505	119.346
		13.019.181	11.780.654	8.666.927
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	10	301.364	350.926	476.669
Торговая дебиторская задолженность	11	992.810	970.962	1.960.717
Займы выданные	12	–	1.286.688	–
Налоги к возмещению	13	1.110.334	836.690	749.955
Предоплата по подоходному налогу		–	12.975	119.984
Авансы выданные	14	240.645	214.748	242.719
Прочие краткосрочные активы	15	251.208	185.182	65.548
Денежные средства и их эквиваленты	16	627.808	35.039	485.328
		3.524.169	3.893.210	4.100.920
Итого активы		16.543.350	15.673.864	12.767.847
Капитал и обязательства				
Капитал				
Акционерный капитал	17	10.748.046	10.748.046	150
Прочий капитал		–	–	24.324
Нераспределённая прибыль		1.536.951	1.147.418	7.008.096
		12.284.997	11.895.464	7.032.570
Долгосрочные обязательства				
Кредиты и займы	18	900.000	–	–
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	19	367.164	222.412	264.861
Прочие долгосрочные обязательства	20	1.734.538	822.758	961.905
		3.001.702	1.045.170	1.226.766

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-40 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	2015 год	2014 год (пересчитано*)	2013 год (пересчитано*)
Текущие обязательства				
Кредиты и займы	18	39.816	301.133	1.202.048
Торговая кредиторская задолженность	21	223.975	1.366.966	956.182
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22	510.818	454.610	371.739
Авансы полученные		18.849	3.606	46.240
Корпоративный подоходный налог к уплате		37.825	-	-
Прочие налоги к уплате	23	425.368	606.915	1.932.302
Итого капитал и обязательства		1.256.651	2.733.230	4.508.511
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	17	1.140	1.106	-

* Некоторые суммы, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2014 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Приложении 5.

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Каржасова У.В.

Каржасова У.В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-10 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах тенге	Прим.	2015 год	2014 год (пересчитано*)
Доход от реализации продукции	24	9.943.446	14.659.086
Себестоимость реализованной продукции	25	(3.196.978)	(2.977.796)
Валовая прибыль		6.746.468	11.681.290
Расходы по реализации	26	(4.177.642)	(4.425.699)
Общие и административные расходы	27	(1.047.629)	(1.613.569)
Финансовые затраты	28	(211.347)	(244.403)
Финансовые доходы	29	55.535	89.256
(Отрицательная)/положительная курсовая разница, нетто		(480.785)	168.182
Прочие доходы, нетто		74.145	614.942
Прибыль до налогообложения		958.745	6.269.999
Расходы по подоходному налогу	30	(569.212)	(1.352.505)
Чистая прибыль за год		389.533	4.917.494
Прочий совокупный доход		-	-
Итого совокупный доход за год		389.533	4.917.494
Прибыль на акцию			
Прибыль на акцию	17	0,04	0,46

* Некоторые суммы, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2014 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приведена в Примечании 5.

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Каржасова У.В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-10 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах тенге	Прим.	Акционерный капитал	Прочий капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2014 года		150	24.324	6.966.617	6.991.091
Корректировка в связи с пересчётом (Примечание 5)		-	-	41.479	41.479
На 1 января 2014 года (пересчитано)*		150	24.324	7.008.096	7.032.570
Чистая прибыль за год, отражённая в финансовой отчётности за 2014 год		-	-	5.052.257	5.052.257
Корректировка в связи с пересчётом (Примечание 5)		-	-	(134.763)	(134.763)
Пересчитанная чистая прибыль за год		-	-	4.917.494	4.917.494
Итого совокупный доход за год		-	-	4.917.494	4.917.494
Взносы в капитал (выпуск акций)		10.747.896	(24.324)	(10.723.572)	-
Дивиденды объявленные и выплаченные	17	-	-	(54.600)	(54.600)
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)*		10.748.046	-	1.147.418	11.895.464
Чистая прибыль за год		-	-	389.533	389.533
Итого совокупный доход за год		-	-	389.533	389.533
На 31 декабря 2015 года		10.748.046	-	1.536.951	12.284.997

* Некоторые суммы, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2014 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Умар
Каржасова У.В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-40 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

В тысячах тенге	Прим.	2015 год	2014 год (пересчитано*)
Денежные потоки по операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		958.745	6.269.999
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация		912.545	759.912
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин		214	136.055
Списание ТМЗ до справедливой стоимости	10	24.017	1.841
Финансовые затраты	28	211.347	244.403
Финансовые доходы	29	(55.535)	(89.256)
Нереализованная отрицательная/(положительная) курсовая разница, нетто		347.885	(172.111)
Резерв на обесценение дебиторской задолженности, авансов выданных и займов выданных	11, 12, 14	(174.161)	(677.531)
Изменения в оценке долгосрочных обязательств		224.533	-
Списание обязательств		(117.783)	-
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		2.331.807	6.473.312
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		438.746	1.157.617
Изменения в налогах к возмещению		(273.644)	(86.735)
Изменения в товарно-материальных запасах		25.545	123.902
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(1.182.552)	(1.325.037)
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(277.027)	(280.911)
Изменения в прочих налогах к уплате		(183.722)	(1.331.613)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		879.153	4.730.535
Подходный налог уплаченный		(607.326)	(800.473)
Выплата вознаграждения		(36.630)	(100.047)
Получение вознаграждения		172.386	-
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		407.583	3.830.015
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Приобретение нефтегазовых активов		(45.798)	(686.606)
Приобретение основных средств		(41.387)	(53.411)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(116.686)	(297.189)
Затраты на незавершенное строительство		(1.424.566)	(1.904.248)
Приобретение нематериальных активов		(21.126)	(10.016)
Выдача займов		(5.492)	(392.699)
Погашение займов выданных		1.150.220	-
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(89.677)	(25.116)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(594.514)	(3.369.285)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-11 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	2015 год	2014 год (пересчитано*)
Денежные потоки по финансовой деятельности			
Дивиденды выплаченные	17	-	(46.385)
Получение займа		1.642.720	1.750.000
Погашение займа		(1.051.447)	(2.649.838)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные) в финансовой деятельности		591.273	(946.223)
Влияние изменения валютных курсов на денежные средства		188.427	35.204
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		592.769	(450.289)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	16	35.039	485.328
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	16	627.808	35.039

* Некоторые суммы, приведённые в этой колонке, не согласуются с финансовой отчётностью за 2014 год, поскольку отражают произведённые корректировки, подробная информация о которых приводится в Примечании 5.

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

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

Незавершённое строительство

Долгосрочные активы в виде незавершённого строительства на сумму 107.326 тысячи тенге были приобретены в 2015 году, но не оплачены на 31 декабря 2015 года (2014 год: 171.280 тысяч тенге).

Генеральный директор

Главный бухгалтер



Каржасова У.В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-40 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2015 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Кожан» (далее – «Компания») было основано в 28 апреля 2001 году в Республике Казахстан как Товарищество с ограниченной ответственностью «Кожан». 16 октября 2014 года, Компания было реорганизована путём преобразования в акционерное общество на условиях полного правопреемства.

По состоянию на 31 декабря 2014 года единственным акционером Компании являлась компания International Mineral Resources II B.V., созданная в соответствии с законодательством Нидерландов. 12 августа 2015 года Компания была приобретена АО «Матен Петролеум», созданным в соответствии с законодательством Республики Казахстан как акционерное общество и зарегистрированным Министерством Юстиции Республики Казахстан 3 сентября 2010 года.

Юридический адрес: 060005, Республика Казахстан, Атырау, ул. Севастопольская, 1В.

Компания осуществляет свою деятельность в секторе минеральных ресурсов. Основным видом деятельности является разведка и добыча на месторождениях, расположенных в Атырауской области. Компания осуществляет владение и управление нефтяными активами:

- Контракт № 1103 от 17 февраля 2003 года на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Морское, расположенном в Атырауской области, действующий до 17 февраля 2034 года.
- Контракт № 1104 от 17 февраля 2003 года на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Каратал, расположенном в Атырауской области, действующий до 17 февраля 2034 года.
- Контракт № 1102 от 17 февраля 2003 года на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Даулеталы, расположенном в Атырауской области, действующий до 17 февраля 2034 года. Нефтяное месторождение находится на стадии разведки до 17 февраля 2019 года.

Данная финансовая отчётность была утверждена руководством Компании 28 июня 2016 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И ИЗМЕНЕНИЯ УЧЁТНОЙ 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.

Пересчёт иностранных валют

Функциональная валюта и валюта представления

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

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в отчёте о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И ИЗМЕНЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ КОМПАНИИ (продолжение)****Пересчёт иностранных валют (продолжение)***Операции и сальдо счетов (продолжение)*

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

Курсы обмена валют

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

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2015 года составлял 339,47 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2015 года (в 2014 году: 182,35 тенге за 1 доллар США).

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ**Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям, впервые применённые Компанией**

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

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

Компания впервые применила некоторые новые стандарты и поправки к действующим стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2015 года или после этой даты.

Характер и эффект каждого нового стандарта или поправок представлен ниже:

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

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2010-2012 годов (продолжение)

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

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

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

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

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

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов

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

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнеса»

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

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

Компания не является соглашением о совместном предпринимательстве, поэтому эта поправка не применяется к Компании.

МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2011-2013 годов (продолжение)

МСФО (IAS) 40 «Инвестиционное имущество»

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

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

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

МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (продолжение)*

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

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

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов

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

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

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

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

(i) *Договоры на обслуживание*

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

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

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

МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам»

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

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

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

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

- требования к существенности МСФО (IAS) 1;
- отдельные статьи в отчёте(ах) прочего совокупного дохода и в отчёте о финансовом положении могут быть дезагрегированы;
- у организаций имеется возможность выбирать порядок представления примечаний к финансовой отчётности;
- доля прочего совокупного дохода зависимых организаций и совместных предприятий, учитываемых по методу долевого участия, должна представляться агрегировано в рамках одной статьи и классифицироваться в качестве статей, которые будут или не будут впоследствии реклассифицированы в состав прибыли или убытка.

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

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

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

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

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 совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы**

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

Метод эффективной процентной ставки

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

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

Займы и дебиторская задолженность

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Обесценение финансовых активов

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Обесценение финансовых активов (продолжение)**

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

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

Прекращение признания финансовых активов

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 передаст и не удерживает в основном все риски и выгоды от владения и продолжает контролировать переданный актив, то Компания признаёт свое оставшееся доленое 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 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые обязательства (продолжение)***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 признаётся в отчёте о совокупном доходе.

Нефтегазовые активы

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

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

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****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 совокупном доходе как расходы по мере их возникновения.

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

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

Убыток от обесценения немедленно признаётся в качестве расхода, за исключением случаев, когда соответствующий актив (земля, здания, кроме инвестиционной недвижимости, или оборудование) учитывается 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 Компании активов, генерирующей денежные средства) увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы, но таким образом, чтобы увеличенная текущая стоимость не превышала его первоначальной текущей стоимости, определённой при непризнании убытка от обесценения по активу (или по группе активов, генерирующей денежные средства) в предыдущие годы. Сторнирование убытка от обесценения немедленно признаётся как доход.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Товарно-материальные запасы**

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

Налог на прибыль

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

Текущий налог

Текущий налог к уплате основан на сумме налогооблагаемой прибыли за год. Налогооблагаемая прибыль отличается от прибыли, отражённой в отчёте о 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 признаётся 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.

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 совокупном доходе, кроме случаев, когда они относятся к статьям, отнесённым непосредственно на собственный капитал, когда налог также признаётся непосредственно в собственном капитале, или когда налоги возникают из-за первоначального учёта при объединении компаний.

Налог на сверхприбыль

В соответствии с Контрактом на недропользование 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Пенсионные обязательства**

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

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.

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, Республики 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 капитализируются в момент их первоначального признания.

Обязательства по возмещению исторических затрат

Компания обязана возместить определённые исторические затраты, понесённые Правительством по месторождению Морское в соответствии с условиями Контракта на недропользование № 1103 от 17 февраля 2003 года, по месторождению Каратал в соответствии с условиями Контракта на недропользование № 1104 от 17 февраля 2003 года, и по месторождению Даулеталы в соответствии с условиями Контракта на недропользование № 1102 от 17 февраля 2003 года. Обязательства капитализируются как часть нефтегазовых активов, которые являются стоимостью приобретения прав на недропользование по месторождениям Морское, Каратал и Даулеталы. 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 выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды, причем размер таких обязательств может быть оценён с достаточной степенью точности.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражаются по номинальной стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Займы**

Займы оцениваются при первоначальном признании по справедливой стоимости за вычетом понесённых расходов по сделке. Впоследствии займы оцениваются по амортизированной стоимости; разницы между вырученными средствами (за вычетом расходов по сделке) и выкупной стоимостью признаётся в отчёте о 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.

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 или по системе магистрального трубопровода на узел учета атырауского нефтеперерабатывающего завода 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.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Операции с акционерами

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

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

Изменения в оценке учитываются перспективно.

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 МСФО (IAS) 8 «Учётная политика, изменения в расчётных бухгалтерских оценках и ошибки».

Возмещаемость нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Компания оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокая значении из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)****Возмещаемость нефтегазовых активов (продолжение)**

Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и /или генерирующей единицы.

Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

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 иным аналогичным обязательствам»*. 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 неопределёностям в законодательных требованиях, на оценку Компании могут влиять изменения в технологиях ликвидации активов, затратах и отраслевая практика производства данных работ.

Резерв признаётся в момент появления обязательства, на основе чистой текущей стоимости затрат по восстановлению участка. Фактические затраты, понесённые в будущих периодах, могут существенно отличаться от 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 признаёт обязательства по налогам, которые могут возникнуть в результате налоговых проверок, на основе оценки потенциальных дополнительных налоговых обязательств. В случае если итоговый результат подобных вопросов будет отличаться от отражённых сумм, данная разница может оказать влияние на суммы подоходного налога, налоги кроме подоходного налога и резервы по отсроченным налогам в том периоде, в котором она будет выявлена.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)****Налогообложение (продолжение)**

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2015 года составляла 200,846 тысяч тенге (в 2014 году 84,022 тысячи тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 30*.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компания использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года.

Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

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

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

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

Условные активы и обязательства

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ПЕРЕСЧЁТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

При подготовке финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2015 года, Компанией была произведена новая оценка запасов нефти, в результате были произведены перерасчёты амортизации нефтегазовых активов за 2014 и 2013 годы. Компания пересчитала сравнительные данные в отчёте о финансовом положении по состоянию на 1 января 2014 года и 31 декабря 2014 года.

Кроме того некоторые суммы отчёта о финансовом положении за предыдущий период были реклассифицированы в соответствии с форматом представления информации, принятым в отчётном году.

Ниже представлен эффект пересчёта и реклассификаций на отчёт о финансовом положении по состоянию на 1 января 2014 года и 31 декабря 2014 года.

<i>В тысячах тенге</i>	Как представ- лено ранее	Расчёт по новой оценке	Рекласси- фикация	Прим.	Пересчитано
Отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2014 года					
Долгосрочные активы					
Основные средства	8.913.390	(116.605)	(8.556.380)	[1]	240.405
Нефтегазовые активы и права на недропользование	–	–	6.471.710	[1], [2]	6.471.710
Незавершённое строительство	–	–	3.511.764	[1], [3]	3.511.764
Нематериальные активы	1.300.256	–	(1.290.106)	[2]	10.150
Отложенные налоговые активы	61.601	23.321	–		84.922
НДС к возмещению	616.498	–	(616.498)	[4]	–
Текущие активы					
Товарно-материальные запасы	487.915	–	(136.989)	[3]	350.926
НДС к возмещению	156.579	–	(156.579)	[4]	–
Предоплата по прочим налогам	63.613	–	773.077	[4]	836.690
Капитал					
Нераспределённая прибыль	1.240.702	(93.284)	–		1.147.418
Долгосрочные обязательства					
Прочие долгосрочные обязательства	1.045.170	–	(222.412)	[5]	822.758
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	–	–	222.412	[5]	222.412
Текущие обязательства					
Прочие налоги к уплате	622.964	–	(16.049)	[6]	606.915
Резервы	213.673	–	(213.673)	[6]	–
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	228.493	–	226.117	[6], [7]	454.610
Авансы полученные	–	–	3.606	[7]	3.606
Отчёт о совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2014 года					
Себестоимость реализованной продукции	2.782.388	195.408	–		2.977.796
Расходы по реализации	4.452.653	(26.954)	–		4.425.699
Расходы по подоходному налогу	1.386.196	(33.691)	–		1.352.505

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ПЕРЕСЧЁТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Как представлен о ранее	Расчёт по новой оценке	Реклассификация	Прим.	Пересчитано
Отчёт о финансовом положении по состоянию на 1 января 2014 года					
Долгосрочные активы					
Основные средства	5.573.472	51.849	(5.366.178)	[1]	259.143
Нефтегазовые активы и права на недропользование	–	–	4.070.485	[1], [2]	4.070.485
Незавершённое строительство	–	–	2.354.501	[1]	2.354.501
Нематериальные активы	1.060.644	–	(1.058.808)	[2]	1.836
Отложенные налоговые активы	544.196	(10.370)	–	–	533.826
НДС к возмещению	362.452	–	(362.452)	[4]	–
Текущие активы					
НДС к возмещению	370.918	–	(370.918)	[4]	–
Предоплата по прочим налогам	16.585	–	733.370	[4]	749.955
Капитал					
Нераспределённая прибыль	6.966.617	41.479	–	–	7.008.096
Долгосрочные обязательства					
Прочие долгосрочные обязательства	1.226.766	–	(264.861)	[5]	961.905
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	–	–	264.861	[5]	264.861
Текущие обязательства					
Прочие налоги к уплате	1.946.880	–	(14.578)	[6]	1.932.302
Резервы	147.251	–	(147.251)	[6]	–
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	256.150	–	115.589	[6], [7]	371.739
Авансы полученные	–	–	46.240	[7]	46.240

[1] Нефтегазовые активы и права на недропользование и незавершённое строительство были реклассифицированы из основных средств, и представлены как отдельные строки в отчёте о финансовом положении.

[2] Бонус коммерческого обнаружения и прочие активы были реклассифицированы из нематериальных активов в нефтегазовые активы и права на недропользование.

[3] Строительные материалы были реклассифицированы из товарно-материальных запасов в незавершённое строительство, так как в будущем будут капитализированы.

[4] НДС к возмещению (долгосрочная и краткосрочная части) был реклассифицирован в предоплату по налогам.

[5] Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений был реклассифицирован из прочих долгосрочных обязательств, и представлен как отдельная строка в отчёте о финансовом положении.

[6] Прочие налоги к уплате и резервы были реклассифицированы в прочую кредиторскую задолженность и начисленные обязательства.

[7] Авансы полученные были представлены как отдельная строка в отчёте о финансовом положении.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Итого
Первоначальная стоимость		
На 1 января 2014 года (пересчитано)	4.941.431	4.941.431
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	2.400.489	2.400.489
Поступления	686.572	686.572
Выбытия	(7.583)	(7.583)
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	8.020.909	8.020.909
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе		
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 8)	162.082	162.082
Поступления	3.600.414	3.600.414
Выбытия	47.136	47.136
На 31 декабря 2015 года	(48.942)	(48.942)
На 31 декабря 2015 года	11.781.599	11.781.599
Накопленный износ и истощение		
На 1 января 2014 года (пересчитано)	(870.946)	(870.946)
Отчисления за год	(681.854)	(681.854)
Выбытия износа	3.601	3.601
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	(1.549.199)	(1.549.199)
Отчисления за год	(830.064)	(830.064)
Выбытия износа	48.832	48.832
На 31 декабря 2015 года	(2.330.431)	(2.330.431)
Остаточная стоимость		
На 1 января 2014 года (пересчитано)	4.070.485	4.070.485
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	6.471.710	6.471.710
На 31 декабря 2015 года	9.451.168	9.451.168

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

На 31 декабря 2015 нефтегазовые активы, основные средства и незавершённое строительство общей балансовой стоимостью 5.707.995 тысяч тенге находятся на обеспечении займа АО «Матен Петролеум», материнской компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

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

<i>В тысячах тенге</i>	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные средства	Итого
Первоначальная стоимость					
На 1 января 2014 года (пересчитано)	240.159	161.529	23.174	42.931	467.793
Поступления	4.250	43.502	–	5.659	53.411
Перевод из незавершенного строительства (Примечание 8)	1.772	2.880	–	–	4.652
Выбытия	(41.005)	(20.754)	–	(6.584)	(68.343)
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	205.176	187.157	23.174	42.006	457.513
Поступления	17.337	4.249	–	19.728	41.314
Перевод из незавершенного строительства (Примечание 8)	2.595	187	–	–	2.782
Выбытия	(23.533)	(15.875)	–	(11.177)	(50.585)
На 31 декабря 2015 года	201.575	175.718	23.174	50.557	451.024
Накопленный износ					
На 1 января 2014 года (пересчитано)	(112.837)	(66.845)	(5.664)	(23.304)	(208.650)
Отчисления за год	(29.718)	(35.907)	(5.672)	(5.504)	(76.801)
Выбытия	41.005	20.754	–	6.584	68.343
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	(101.550)	(81.998)	(11.336)	(22.224)	(217.108)
Отчисления за год	(26.680)	(43.977)	(5.674)	(9.638)	(85.969)
Выбытия	23.533	15.868	–	11.080	50.481
На 31 декабря 2015 года	(104.697)	(110.107)	(17.010)	(20.782)	(252.596)
Остаточная стоимость					
На 1 января 2014 года (пересчитано)	127.322	94.684	17.510	19.627	259.143
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	103.626	105.159	11.838	19.782	240.405
На 31 декабря 2015 года	96.878	65.611	6.164	29.775	198.428

8. НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
На 1 января	3.511.764	2.354.501	752.802
Приобретения	1.531.894	3.694.477	1.901.830
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 6 и 7)	(3.603.196)	(2.405.141)	(255.833)
Списано	–	(132.073)	(44.298)
На 31 декабря	1.440.462	3.511.764	2.354.501

В течение 2015 года незавершенное строительство включают затраты по 21 производственным скважинам (из них 10 скважин было введено в эксплуатацию), строительно-монтажные работы, оборудования и материалы, такие как фонтанные арматуры, колонные головки, трубы, резервуары, подъездные дороги на общую сумму 1.440.462 тысяч тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**9. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ**

Разведочные и оценочные активы на 31 декабря 2015 и 2014 годов представляют работы, проводимые на месторождении Даулеталы. Согласно контракту на недропользование, срок разведки до февраля 2016 года, но в ноябре 2015 года Компания получила разрешение от Министерства энергетики Республики Казахстан на продление периода разведочных работ сроком на три года, до 17 февраля 2019 года.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Сырьё и материалы	266.299	280.886	461.170
Готовая продукция – нефть	81.245	92.203	35.821
Минус: резерв по устаревшим запасам	(46.180)	(22.163)	(20.322)
	301.364	350.926	476.669

Изменения в резерве по устаревшим товарно-материальным запасам за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены следующим образом:

	2015 год	2014 год (пересчитано)
Резерв по устаревшим товарно-материальным запасам на 1 января	22.163	20.322
Отчисления/(сторнирование) за год	24.017	1.841
Резерв по устаревшим товарно-материальным запасам на 31 декабря	46.180	22.163

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Торговая дебиторская задолженность третьих сторон	996.243	1.140.431	1.965.697
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(3.433)	(169.469)	(4.980)
	992.810	970.962	1.960.717

За годы, закончившиеся 31 декабря, изменения в резерве по сомнительной задолженности представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год (пересчитано)
Резерв по сомнительной задолженности на 1 января	169.469	4.980
(Восстановление)/отчисления за год	(166.036)	164.489
Резерв по сомнительной задолженности на 31 декабря	3.433	169.469

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просро- ченные и не обесце- нённые	90-120			
			<30 дней	30-90 дней	дней	>120 дней
1 января 2014 года (пересчитано)	1.960.717	1.960.717	–	–	–	–
31 декабря 2014 года (пересчитано)	970.962	970.962	–	–	–	–
31 декабря 2015 года	992.810	992.810	–	–	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**12. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ**

На 31 декабря 2014 года займы выданные представляют собой займы Trans-Nafta Centr JSC (процентная ставка 10%) и International Mineral Resources II B.V. (процентная ставка 1,32%) на сумму 1,255,425 тысяч тенге и 31,263 тысяч тенге, соответственно. Займы были полностью погашены в течение 2015 года.

В 2014 году Компания признала восстановление резерва на обесценения займов выданных Trans-Nafta Centr JSC на сумму 799,620 тысяч тенге.

13. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Налог на добавленную стоимость	1.095.172	773.077	733.370
Прочие	15.162	63.613	16.585
	1.110.334	836.690	749.955

14. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Предоплата за товары и услуги	301.238	283.466	353.837
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(60.593)	(68.718)	(111.118)
	240.645	214.748	242.719

Движение в резерве по сомнительной задолженности за годы, закончившиеся 31 декабря, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год (пересчитано)
Резерв на обесценение на 1 января	68.718	111.118
Восстановление за год	(8.125)	(42.400)
Резерв на обесценение на 31 декабря	60.593	68.718

15. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Предоплата по обязательным платежам в бюджет	227.706	134.198	37.740
Краткосрочные расходы будущих периодов	23.289	38.133	27.167
Прочие	213	12.851	641
	251.208	185.182	65.548

16. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	595.230	3.147	10.667
Деньги на счетах в банках, в тенге	277.074	181.397	593.860
Деньги в кассе	318	—	147
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(244.814)	(149.505)	(119.346)
	627.808	35.039	485.328

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**16. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)**

В соответствии с законодательством Компания аккумулирует денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 19).

По состоянию на 31 декабря 2015 года Компания имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 244.814 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2014 года: 149.505 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата и процентная ставка составляет 4% годовых (в 2014 году: 4% годовых).

17. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Компания разместила 10.748.046 штук именных простых акций с номинальной стоимостью 1.000 тенге на одну акцию. В августе 2015 года произошла смена акционеров, в результате чего единственным держателем простых акций Компании является АО «Матен Петролеум».

В 2014 году, на основании Решения единственного участника от 31 августа 2014 года, были объявлены дивиденды по результатам 2013 года в сумме 54.600 тысячи тенге и выплачены в сумме 46.385 тысяч тенге. Выплата дивидендов произведена денежными средствами с учётом удержанного подоходного налога с нерезидента.

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

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год (пересчитано)
Чистая прибыль за год	389.533	4.917.494
Прибыль, использованная для расчёта прибыли на акцию	389.533	4.917.494
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Прибыль на акцию	0,04	0,46

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>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)
Активы, всего	16.543.350	15.673.864
Нематериальные активы	(28.392)	(10.150)
Обязательства, всего	(4.258.353)	(3.778.400)
Итого чистые активы	12.256.605	11.885.314
Количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	1.140	1.106

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2015 и 2014 годов и 1 января 2014 года кредиты и займы были представлены следующим:

В тысячах тенге	Валюта	Срок	Ставка вознаграждения	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
АО «Матен Петролеум»	Тенге	17 октября 2024 года	18%	939.816	-	-
АО Евразийский Банк	Тенге	12 июня 2015 года	12%	-	301.133	1.001.753
АО Евразийская Производственная компания	Доллары США	По требованию	6%	-	-	200.295
Минус: краткосрочная часть				(39.816)	(301.133)	(1.202.048)
				900.000	-	-

АО «Матен Петролеум»

В октябре 2015 года Компании получила займ в размере 900.000 тысяч тенге от компании АО «Матен Петролеум» (далее – «Материнская компания») по фиксированной ставке вознаграждения в размере 18% годовых и датой погашения до 17 октября 2024 года. Заём был получен с целью инвестирования в нефтяные месторождения, включая приобретение основных средств, машин и оборудования, строительных материалов, услуг по бурению и разработке скважин.

АО Евразийский Банк

17 апреля 2012 года с АО «Евразийский банк» был подписан договор об открытии невозобновляемой кредитной линии на сумму 1.300.000 тысяч тенге. Процентная ставка составляет 12%. По состоянию на 31 декабря 2014 года неиспользованная сумма кредитной линии составляла 1.000.000 тысяч тенге. В течение января и февраля 2015 года Компания получила неиспользованный остаток по данной кредитной линии. В марте и июне 2015 года Компания полностью погасила данный заём.

19. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В тысячах тенге	2015 год	2014 год (пересчитано)	2013 год (пересчитано)
На 1 января	222.412	264.861	245.469
Расходы по приросту обязательства с течением времени (Примечание 28)	19.579	28.951	19.392
Дополнительный резерв за год	102.867	-	-
Изменения в оценке	22.306	(71.400)	-
На 31 декабря	367.164	222.412	264.861

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по 62 скважинам, пробуренным на месторождениях Морское, Огай, Каратал и Даулеталы по состоянию на 31 декабря 2015 года (31 декабря 2014 года: 71 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях, ожидаемые в 2034 году.

По состоянию на 31 декабря 2015 года недисконтированные ожидаемые потоки денежных средств, необходимые для исполнения обязательства Компании, составляют 413.755 тысяч тенге. После применения ставки инфляции, равной 5,5%, и ставки дисконтирования, равной 8%, в 2015 и 2014 годах, балансовая стоимость обязательств Компании на 31 декабря 2015 года и 2014 год составляет 367.164 тысячи тенге и 222.412 тысяч тенге, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Обязательства по историческим затратам	1.197.324	607.079	749.804
Обязательства по социальной программе	520.879	215.679	212.101
Долгосрочные гарантийные обязательства	16.335	–	–
	1.734.538	822.758	961.905

Движение обязательств по социальной программе и историческим затратам:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной программе	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2014 года (пересчитано)	248.017	756.275	1.004.292
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 28)	16.490	128.530	145.020
Выплачено	(44.656)	(113.619)	(158.275)
Изменения в оценке	24.700	(66.194)	(41.494)
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	244.551	704.992	949.543
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 28)	49.532	76.855	126.387
Прирост	79.030	–	79.030
Выплачено	(79.885)	(118.512)	(198.397)
Изменения в оценке	101.080	101.147	202.227
Расход от курсовой разницы	241.990	710.740	952.730
На 31 декабря 2015 года	636.298	1.475.222	2.111.520
Краткосрочная часть	28.872	97.913	126.785
Долгосрочная часть	215.679	607.079	822.758
На 31 декабря 2014 года (пересчитано)	244.551	704.992	949.543
Краткосрочная часть	115.419	277.898	393.317
Долгосрочная часть	520.879	1.197.324	1.718.203
На 31 декабря 2015 года	636.298	1.475.222	2.111.520

Компания имеет обязательство по возмещению определённых исторических затрат, понесённых Правительством Республики Казахстан (далее – «Правительство»), в соответствии с соглашениями о приобретении геологической информации: по контракту на недропользование № 1103 от 17 февраля 2003 года по месторождениям Морское и Огай; по контракту на недропользование № 1104 от 17 февраля 2003 года по месторождению Каратал и по контракту на недропользование № 1102 от 17 февраля 2003 года по месторождению Даулеталы.

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания имеет обязательство выплачивать определённые в Контрактах на недропользование суммы на поддержку социальной инфраструктуры Атырауского региона. На 31 декабря 2015 года данные обязательства деноминированы в долларах США и дисконтированы по ставке 8% (на 31 декабря 2014 года: 10,9%).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
В тенге	199.188	1.350.469	955.619
В долларах США	24.787	85	—
В российских рублях	—	16.412	563
	223.975	1.366.966	956.182

22. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Обязательства по историческим затратам (краткосрочная часть) (Примечание 20)	277.898	97.913	35.916
Обязательства по социальной программе (краткосрочная часть) (Примечание 20)	115.419	28.872	6.471
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	45.378	75.877	70.726
Прочие	72.123	251.948	258.626
	510.818	454.610	371.739

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Рентный налог	213.632	409.509	636.889
Налог на добычу полезных ископаемых	162.480	150.828	86.168
Исторические обязательства к уплате	31.603	26.102	—
Подходный налог у источника выплаты	7.720	10.582	11.580
Социальный налог	5.323	8.313	9.791
Налог на сверхприбыль	—	—	294.822
Бонус коммерческого обнаружения	—	—	874.104
Налог на имущество	—	—	16.716
Прочие налоги	4.610	1.581	2.232
	425.368	606.915	1.932.302

24. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Экспортные продажи сырой нефти	9.478.340	9.797.070
Внутренние продажи сырой нефти	465.106	4.862.016
	9.943.446	14.659.086

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**24. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ (продолжение)**

В течение 2015 года добыча сырой нефти составила 150.028 тонны (в течение 2014 года: 162.875 тонн), реализация составила 147.665 тонны нефти (2014 год: 155.447 тонны нефти).

27 ноября 2014 года Компания заключила договор с «Euro-Asian Oil SA» на поставку сырой нефти. Приблизительная сумма договора 70 миллионов долларов США. В течение 2015 года Компания экспортировала 124.364 тонны нефти в соответствии с данным договором.

25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Износ, истощение и амортизация	825.157	659.465
Заработная плата и соответствующие налоги	594.365	519.836
Транспортные расходы	498.891	410.239
Налог на добычу полезных ископаемых	498.370	579.495
Материалы и запасы	209.457	239.373
Услуги охраны	83.207	83.311
Налог на имущество	82.049	56.796
Геологические и геофизические работы	72.160	136.266
Расходы по обслуживанию скважин	55.034	55.978
Расходы на питание	45.093	29.772
Ремонт и обслуживание	33.219	33.750
Электроэнергия	26.024	20.535
Страхование	9.700	9.626
Аренда	1.596	3.440
Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки	-	8.525
Изменения в запасах сырой нефти	(4.019)	(71.582)
Прочие расходы	166.675	202.971
	3.196.978	2.977.796

26. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Таможенные процедуры	1.764.833	1.138.836
Подготовка и транспортировка нефти	1.112.203	907.031
Рентный налог	994.045	2.071.396
Износ и амортизация	74.280	84.069
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	8.306	5.877
Прочие	223.975	218.490
	4.177.642	4.425.699

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

27. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Заработная плата и соответствующие налоги	570.813	644.022
Консультационные услуги	92.897	54.655
Обучение персонала	92.271	41.441
Штрафы и пени	58.851	10.552
Расходы по аренде	38.786	31.140
Командировочные и представительские расходы	29.003	61.407
Материалы	27.595	21.178
Налоги и другие платежи в бюджет	22.117	4.549
Спонсорская помощь	21.661	21.323
Банковские услуги	17.235	11.383
Износ и амортизация	13.108	16.378
Охрана	7.639	7.191
Услуги связи	6.790	6.380
Коммунальные услуги	3.638	483
Страхование	3.088	2.139
Расходы по вывозу замазученного грунта	-	573.013
Прочие	42.137	106.335
	1.047.629	1.613.569

28. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 20)	76.855	128.530
Расходы по вознаграждению	65.381	70.432
Расходы по приросту обязательств по социальной программе (Примечание 20)	49.532	16.490
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 19)	19.579	28.951
	211.347	244.403

29. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Процентный доход от выданного займа	49.903	84.213
Процентный доход по депозитам	5.632	5.043
	55.535	89.256

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включали следующее:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Расходы по текущему подоходному налогу	685.136	918.103
Корректировка предыдущих лет	-	(14.502)
Итого расходы по текущему подоходному налогу	685.136	903.601
(Экономия)/расход по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(115.924)	448.904
Итого (экономия)/расход по отсроченному подоходному налогу	(115.924)	448.904
Итого расходы по подоходному налогу	569.212	1.352.505

Сверка расходов по подоходному налогу в отношении прибыли до налогообложения, рассчитанных с использованием официальной ставки в размере 20% (в 2014 году: 20%), с расходами по текущему корпоративному подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, представлена ниже:

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2014 года (пересчитано)
Прибыль до налогообложения	958.745	6.269.999
Подоходный налог по установленной ставке 20%	191.749	1.254.000
Корректировки с целью учёта		
Корректировка предыдущих лет	-	(14.502)
Изменение непризнанного отложенного налогового актива	191.031	-
Корректировки налогооблагаемого дохода	78.418	45.397
Расходы, связанные с вывозом замазученного грунта	-	107.845
Восстановление резерва на обесценения займа, выданного связанной стороне	-	(168.705)
Невычитаемые расходы	108.014	128.470
Расходы по подоходному налогу	569.212	1.352.505

На 31 декабря сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные путём применения официальных налоговых ставок, действующих на отчетную дату, к временным разницам между базой активов и обязательств и суммами, отраженными в финансовой отчетности, включали следующие позиции:

<i>В тысячах тенге</i>	2015 год	2014 год (пересчитано)	2013 год (пересчитано)
Активы по отсроченному подоходному налогу			
Обязательства по историческим затратам и социальной программе	425.348	189.881	255.443
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	24.470	14.623	34.326
Налоги к уплате	83.264	119.039	409.274
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	463.159	263.815	342.151
	996.241	587.358	1.041.194
Минус: резерв по непризнанным налоговым убыткам	(191.031)	-	-
	805.210	587.358	1.041.194
Обязательства по отсроченному подоходному налогу			
Основные средства и нефтегазовые активы	(604.364)	(502.436)	(507.368)
	(604.364)	(502.436)	(507.368)
Чистые активы по отсроченному подоходному налогу	200.846	84.922	533.826

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

Отложенный налоговый актив признаётся только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения в будущем налогооблагаемой прибыли, против которой может быть использован этот актив. Отложенные налоговые активы уменьшаются в той степени, в какой отсутствует вероятность реализации соответствующей налоговой льготы.

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

31. 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.

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Займы полученные	939.816	—	—

На 31 декабря 2015 года ключевой управленческий персонал состоял из шести человек (31 декабря 2014 года: 7 человек). За годы, закончившиеся 31 декабря 2015 года и 2014 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 120,596 тысяч тенге и 201,494 тысяч тенге, соответственно.

32. 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 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. Размер социальных обязательств оговорен в Контрактах на недропользование. Резерв по таким обязательствам отражен в финансовой отчетности Компании (*Примечание 20*).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**32. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)***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 Морское, Каратал и Даулеталы. Как минимум 50% этих затрат должны распределяться через образовательные учреждения Республики Казахстан. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания обязана продавать 20% добытой нефти на месторождениях в Республике Казахстан. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2015 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 19*). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме обязательства, начисленного на восстановление месторождений в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контрактам на недропользование 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 16*). 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.

Прочие условные обязательства*Операционная среда*

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечает бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

20 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан перешел на режим инфляционного таргетирования. В результате введения режима официальный валютный курс вырос с 188.38 тенге за доллар США до 339.47 тенге за доллар США на 31 декабря 2015 года.

В 2015 году негативное влияние на казахстанскую экономику оказали значительное снижение цен на сырую нефть и значительная девальвация казахстанского тенге. Совокупность указанных факторов привела к снижению доступности капитала, увеличению стоимости капитала, повышению инфляции и неопределенности относительно экономического роста, что может в будущем негативно повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Компании. Руководство Компании считает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**32. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)****Прочие условные обязательства (продолжение)***Налогообложение*

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

В частности, налоги проверяются несколькими органами, которые по закону имеют право налагать штрафы и пени. Хотя 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.

33. 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.

Кредитный риск

Компания подвержена кредитному риску, который сопряжён с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесёт финансовый убыток. Кредитный риск 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 2015 и 2014 годов Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2015 году доходы от Euro-Asian Oil SA составили 95% (в 2014 году: доходы от Titan Oil Trading GmbH составили 66%) 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**33. 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, 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>	31 декабря 2015 года	31 декабря 2014 года (пересчитано)	1 января 2014 года (пересчитано)
Активы	1.586.715	1.003.843	1.960.088
Обязательства	(24.787)	(85)	-
Чистая балансовая позиция	1.561.928	1.003.758	1.960.088

Анализ чувствительности к валютному риску

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

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

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

	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года		За год, закончившийся 31 декабря 2014 года	
	тенге/ доллар США +60%	тенге/ доллар США -20%	тенге/ доллар США +17,37%	тенге/ доллар США -17,37%
Чистый доход/(убыток)	937.157	(312.386)	174.353	(174.353)

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**33. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)****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 2015 года Компания считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменян между осведомленными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов 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 2015 и 2014 годов и 1 января 2014 года балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД

В 2016 году добыча нефти планируется на уровне **215 000** тонн. Для обеспечения данного объема добычи, в 2016 году запланировано бурение **26** дополнительных оценочных и эксплуатационных скважин. Также запланировано выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе испытание и освоение, капитальный ремонт скважин, воздействие на призабойные зоны, ввод добывающих скважин из консервации, перевод скважин с фонтанного на механизированный способ добычи нефти.

В 2016 году, по результатам опробования и испытания оценочных скважин, планируется составление перевод запасов категории C_2 в C_1 месторождения Морское, перевод запасов категории C_2 в C_1 месторождения Огайское, проведения анализа разработки месторождения Морское и месторождения Огайское, а также запуск, по результатам запланированной выше работы, в промышленную эксплуатацию 20 оценочных скважин, находящихся во временной консервации.

Так же, Компанией рассматривается возможность проведения поисковых работ с целью обнаружения новых нефтегазоперспективных объектов и расширения ресурсной территории месторождений.

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	<u>Обращение руководства</u>	2
2.	<u>Информация о компании</u>	3
3.	<u>Основные события отчётного года</u>	9
4.	<u>Операционная деятельность</u>	9
5.	<u>Финансово-экономические показатели</u>	12
6.	<u>Анализ рисками и управление рисками</u>	14
7.	<u>Социальная ответственность и защита окружающей среды</u>	16
	<u>7.1. Система организации труда работников</u>	16
	<u>7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная политика</u>	16
	<u>7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах и мероприятиях</u>	17
8.	<u>Корпоративное управление</u>	17
	<u>8.1. Описание системы корпоративного управления и её принципов</u>	17
	<u>8.2. Акционерный капитал. Существенные сделки с акциями компании</u>	18
	<u>8.3. Организационная структура</u>	18
	<u>8.4. Совет директоров</u>	18
	<u>8.5. Исполнительный орган</u>	19
	<u>8.6. Комитеты Совета директоров и их функции</u>	20
	<u>8.7. Внутренний контроль и аудит</u>	21
	<u>8.8. Информация о дивидендах</u>	21
	<u>8.9. Информационная политика и её основные принципы</u>	22
	<u>8.10. Информация о вознаграждениях</u>	22
	<u>8.11. Отчёт о соблюдении положений Кодекса корпоративного управления</u>	22
9.	<u>Финансовая отчётность</u>	23
10.	<u>Основные цели и задачи на следующий год</u>	68
11.	<u>Дополнительная информация</u>	68
	<u>11.1. Оглавление</u>	68
	<u>11.2. Глоссарий</u>	69
	<u>11.3. Контактная информация</u>	69

11.2. ГЛОССАРИЙ

- Категория C₁ и C₂
- НДСП
- Узень-Атырау-Самара (УАС)
- ПССН
- геологические/извлекаемые запасы;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- нефтепровод маршрутной протяжённостью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию;
- пункт сбора и слива нефти «Каратон» (ПССН Каратон).

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «КоЖаН», 060003, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Севастопольская 1^В (Филиал: 060003, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Севастопольская 1^В)

Телефон: +7 (7122) 76-61-29; 76-61-30;

Факс: +7 (7122) 76-61-35

E-mail: reception@kozhan.kz

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО

Дёмин Вячеслав Юрьевич – начальник Юридического отдела

Телефон: +7 (7122) 76-61-29; 76-61-30 (вн. 138); моб. +7 701 530 6135

E-mail: slava_dyomin@kozhan.kz; funnel@list.ru

Каржасова Умут Валиевна – главный бухгалтер

Телефон: +7 (7122) 76-61-29; 76-61-30 (вн. 111)

E-mail: uvk@kozhan.kz

АУДИТОРЫ

ТОО «Эрнст энд Янг»

050060, Республика Казахстан, г. Алматы, проспект Аль-Фараби 77/7 (здание «Есентай Тауэр»)

Телефон: +7 (727) 258-5960

Факс: +7 (727) 258-5961

www.ey.com

РЕГИСТРАТОР

АО «Единый Регистратор Ценных Бумаг»

050040, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Сатпаева 30^А/3

Телефон: +7 (727) 272-4760; Факс: +7 (727) 272-4760; www.tisr.kz