



**Годовой отчет 2016 г.
Акционерное общество
«КоЖаН»**

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА

2016 год ознаменовался для Общества постепенной стабилизацией мировых цен на нефть, что позволило более взвешенно планировать и прогнозировать деятельность Общества на рынке углеводородного сырья.

Привлечение новым акционером Общества инвестиционных средств позволило в значительной степени улучшить ситуацию с оплатой и погашением текущей задолженности Общества по платёжным обязательствам, а также приступить к практической реализации плана по увеличению уровня добычи углеводородного сырья путём бурения и введения в промышленную эксплуатацию новых скважин на месторождении Морское.

В связи с планируемым увеличением уровня добычи нефти, в 2016 году, Общество начало реконструкцию пункта сбора и подготовки нефти Морское (ПСИПН Морское), ограниченная пропускная способность которого является серьёзным препятствием для Общества на пути к увеличению объёмов добычи и подготовки сырой нефти, транспортировки и реализации товарной нефти и, как итог, увеличению доходности Общества на фоне относительно невысоких цен на нефть.

В 2017 году, Общество планирует завершить процесс реконструкции ПСИПН Морское, а также продолжить бурение новых эксплуатационных скважин, чтобы выйти на прогнозируемый уровень добычи и реализации сырой нефти в количестве 500 000 тонн в год.

В настоящее время, Общество с уверенностью смотрит в будущее и успешно реализует поставленные перед Обществом производственные задачи.

С уважением,

Аренов М.М.,
ВрИО Генерального директора



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 блок 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. В настоящее время, ведётся интенсивная работа по реконструкции пункта сбора и подготовки нефти Морское (ПСИПН Морское) с целью значительного увеличения пропускной способности данного объекта. Завершение работы по реконструкции ПСИПН Морское запланировано на 2017 год.

Головной офис Компании зарегистрирован в г. Атырау.

По состоянию на 31 декабря 2016 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 31.12.2016 г.
Морское, включая блок Огайское	11,052
Каратал и Даулеталы	0,357
Итого:	11,409

Месторождение Морское, включая блок Огайское

По месторождению 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.).

АО «Кожан» Годовой отчет 2016 год

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 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.).

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

По состоянию на 01.01.2016г составлен и утвержден в ГКЗ (Протокол №1670-16-У, от 05.05.2016г) «Пересчет запасов нефти и попутного газа месторождения Морское, включая блок Огайское», т.е. были объединены месторождения, в связи с тем что, месторождения Огайское и Морское рассматриваются как единое месторождение (Морское), так как в тектоническом отношении надсолевая структура Морское является единой, которая представлена 3 блоками: блок Огайское, Западный блок (Западный Морское) и Восточный блок (Восточный Морское), которые осложнены тектоническими нарушениями. Вскрытый разрез в пробуренных скважинах, расположенных в пределах блоков, представлен едиными стратиграфическими подразделениями, среди которых, как в верхне-нижнемеловых отложениях выделяются продуктивные пласты и глинистые разделы, которые хорошо коррелируются между собой.

Месторождение Каратал

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 утвержден «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.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

	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.

Информация об основных условиях контрактов АО «КоЖаН»



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 подсолевым отложениям к структуре Морской, расположено в пределах Приморского свода, ограниченного с юго-востока Южно-Эмбинским прогибом. Месторождение связано с надсолевым 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 (блок) Огайское, а южное формирует два блока (восточное и западное), разделенных небольшим нарушением.

На месторождении Морское, включая блок Огайское, установлена нефтегазоносность меловых

АО «Кожан» Годовой отчёт 2016 год

отложений (альбский, аптский и неокомский горизонты), что само по себе уже указывает на возникновение и существование благоприятных условий для перетока нефти из подсолевого комплекса.

Месторождение Морское имеет Геологический отвод на добычу углеводородного сырья в пределах Блоков ХХІХ-14-Д(частично), Е (частично), ХХХ-14-А (частично), В (частично) на основании выдачи горного отвода на месторождении Морское, включая блок Огайское по решению Компетентного органа Министерства Энергетики Республики Казахстан (Протокол № 12/МЭ РК от 21 июля 2016 г.).

Геологические и извлекаемые запасы **нефти месторождения Морское**, включая блок Огайское (C_1+C_2):

– геологические запасы - 31 921 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 11 052 тыс. тонн;
растворенного газа в **нефти**:

– геологические запасы - 1084 млн.м³; извлекаемые запасы - 283 млн. м³.

Утвержден в ГКЗ РК- 5 мая 2016 г, Протокол №1670-16-У

Обеспеченность указанными запасами при достигнутой производительности добычи – до 2034 г.

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.

Месторождение Даулеталы имеет Горный отвод на добычу углеводородного сырья в пределах Блоков ХХV-17-Д(частично) представленный РГУ Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан (регистрационный № 282-РД-УВС, от 10 мая 2017 г.).

Геологические и извлекаемые запасы (C_1+C_2) по месторождению Даулеталы: – геологические запасы - 2619 тыс. тонн; извлекаемые запасы - 571 тыс. тонн (утверждены ГКЗ РК 27 января 2017 г, Протокол №1782-17-У).

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 грабенов 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.

АО «Кожан» Годовой отчёт 2016 год

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)



- Первоначальная пропускная мощность – 180 000-200 000 тонн в год со значительным увеличением в перспективе;
- В 2016 году завершено строительство нового резервуара объемом 2000 м³. Пропускная мощность увеличилась до 420 000 тонн в год.
- Собственный ПССН нивелирует проблемы, связанные с задержками по откачке нефти. Добыча на месторождениях Компании ведется бесперебойно.
- Дополнительный доход – свободные пропускные мощности могут быть использованы для обслуживания других нефтедобывающих предприятий.
- Введен в эксплуатацию в мае 2012 года.

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.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

- Пункт сбора и слива нефти «Каратон» находится в 52 км от месторождения Морское и структуры Огайское.
- Воздушная линия электропередач мощностью 110 кВт проходит в 8 километре от блока «Морское/Огайское».
- Начата реконструкция ПСиПН Морское. Окончание строительства намечается на 2017 год. По окончании строительства, мощность подготовки нефти и газа увеличится до 500 000 тн в год.

3. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЁТНОГО ГОДА

В 2016 году, АО «КоЖаН» было добыто 202 682 тонны нефти, в т.ч.:

- Пробурено 26 скважин на месторождений Морское, из которых, 10 эксплуатационные скважины и 16 - оценочные скважины;
- Добыто нефти из новых скважин – 56 350 тонн;
- Добыто нефти из переходящих скважин - 146 332 тонны.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

4.1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЫНКОВ, НА КОТОРЫХ ДЕЙСТВУЕТ КОМПАНИЯ

Казахстан в 2016 году сократил добычу нефти на 1,4% по сравнению с 2015 годом, до 65,6 млн. тонн. Снижение добычи нефти в Казахстане обусловлено как макроэкономическими факторами, так и износом существующей инфраструктуры. Более 50% нефтяных скважин, используемых на месторождениях западного Казахстана, эксплуатируются дольше 20 лет и требуют модернизации оборудования.

В 2015 году Казахстан добыл 74 млн. тонн нефти, и прогноз на 2016 год предусматривал сохранение этого уровня. Но этот прогноз был сделан до того, как Казахстан решил присоединиться к соглашению стран ОПЕК и не-ОПЕК о сокращении объемов добычи нефти. В рамках соглашения с ОПЕК, Казахстан взял на себя обязательство сократить добычу нефти до 1,68 млн.барр/сутки. С начала января 2017 года Казахстан уже сократил объем добычи на 20 тыс.барр/сутки. Сокращение добычи нефти обеспечивается на месторождениях в Кызылординской, Актюбинской и Мангистауской областях, тогда как крупные проекты, такие как Кашаган, Тенгиз и Карачаганак, сокращение объемов нефтедобычи не затронет.

Снижение объемов добычи сырья в Казахстане в 2016 году зафиксировано и по другим направлениям. Добыча газового конденсата в 2016 году снизилась на 3,6%, до 12,5млн. тонн. Добыча природного газа в газообразном состоянии снизилась на 0,5%, до 21,4 млрд.м3, а попутного нефтяного газа (ПНГ) – выросла на 5%, до 24,9 млрд.м3.

Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана в 2016 году переработали 14,5 млн. тонн сырой нефти, что на 2,4% меньше по сравнению с 2015 годом. В 2017 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 они смогут полностью обеспечить спрос на светлые нефтепродукты за счет собственных ресурсов.

АО «КазЖаН» Годовой отчет 2016 год

Консолидированный объем транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов группы компаний АО «КазТрансОйл» в 2016 году составил 60 млн. тонн. Учитывая соответствующие планы по дальнейшему росту нефтедобычи, Казахстан продолжает наращивать нефтетранспортный потенциал для обеспечения экспорта сырья в будущем. В 2015 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 глубоководных 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. Бюджет страны на 2016 год составлялся исходя из стоимости нефти в 50 долл. США за баррель. 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 17 февраля 2016 года ставки экспортной таможенной пошлины (ЭТП) в Казахстане на сырую нефть были изменены. В связи со значительным снижением мировой цены на нефть, Министерством национальной экономики Республики Казахстан были утверждены Правила расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из нефти (исх. №13217 от 24 февраля 2016г). В соответствии с этими Правилами, ставка вывозных таможенных пошлин на сырую нефть определяется исходя из средней рыночной цены сырой нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья за предшествующий период.

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.

АО «Кожан» Годовой отчет 2016 год

Источники информации: Министерство энергетики Республики Казахстан. Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, информационные агентства Neftegaz.RU, «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. Добыча нефти на Кашагане началась в сентябре 2016 года. ТОО СП «Тенгизшевройл» (ТШО), добывшее в 2016 году 27,56 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 2016 году составил 132 973 тонны. Основным покупателем экспортных объемов нефти Компании в 2016 году выступала компания EuroAsian 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 2016 г. поставки нефти на внутренний рынок составили 43 502 тонны.

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, рациональное использование существующих активов, поддержание их в рабочем состоянии, а также расширение активов, позволяющим обеспечить ежегодную добычу нефти на уровне, обозначенном в 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. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ОБУСЛОВИВШИХ РАСХОЖДЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Объём добычи нефти за 2016 год составил 202 682 тонн, это на 35% больше показателя предыдущего года. Увеличение добычи нефти было достигнуто за счёт бурения новых скважин. Несмотря на падение мировой цены на нефть, и нестабильную экономическую ситуацию в мире, Компания выполнила инвестиционную программу по бурению в полном объёме. Фактически в 2016 году были пробурены 29 (двадцать девять) скважин, из них 18 (восемнадцать) оценочных скважин и 11 (одиннадцать) эксплуатационных скважин. Таким образом, в отчётном году, Компания выполнила поставленные задачи по разведке и разработке месторождений. Кроме этого, в течение года были проведены необходимые технические мероприятия по поддержанию дебитов старого фонда скважин.

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Наименование	Ед.изм.	2014	2015	2016
ДОБЫЧА	тонна	162 875	150 028	202 682
<i>Темп роста /падения</i>	%	11,8%	-7,9%	35,1%
ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	млн. тенге	14 659	9 943	14 655
<i>Темп роста /падения</i>	%	14,8%	-32,2%	47,4%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-2 978	-3 197	-4 576
<i>Темп роста /падения</i>	%	-43,2%	7,4%	43,1%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗИЗАЦИИ И ОАР	млн. тенге	-6 039	-5 225	-5 317
<i>Темп роста /падения</i>	%	26,9%	-13,5%	1,8%
ЕБИТДА	млн. тенге	6 931	1 799	6 082
<i>маржа ЕБИТДА</i>	%	47,3%	18,1%	41,5%
НОРАТ	млн. тенге	5 434	730	4 884
<i>маржа НОРАТ</i>	%	37,1%	7,3%	33,3%

АО «Кожан» Годовой отчёт 2016 год

Свободный денежный поток	млн. тенге	5 579	1 229	5 189
Капитальные затраты	млн. тенге	4 514	1 935	13 670

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Объем реализации нефти, тонн	155 447	147 665	176 010
Экспортные продажи, тонн	83 140	124 364	132 972
Внутренние продажи, тонн	72 307	23 301	43 038
Цена реализации нефти			
Цена экспорт, тенге / тонна	117 837	76 212	101 901
долл. США / баррель	91,12	47,49	42,19
Цена внутренний рынок, тенге / тонна	67 241	19 956	25 675
Экспортные продажи нефти	9 797	9 478	13 550
Внутренние продажи нефти	4 862	465	1 105

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

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Износ, истощение и амортизация	-659	-825	-1 299
Транспортные расходы	-410	-499	-991
Налог на добычу полезных ископаемых	-579	-498	-851
Заработная плата и соответствующие налоги	-520	-594	-661
Материалы и запасы	-239	-210	-307
Ремонт и обслуживание	-34	-33	-140
Налог на имущество	-57	-82	-137
Геологические и геофизические работы	-146	-72	-102
Расходы по обслуживанию скважин	-56	-55	-83
Услуги охраны	-83	-83	-69
Расходы на питание	-30	-45	-40
Электроэнергия	-21	-26	-30
Страхование	-10	-10	-6
Аренда	-3	-2	-1
Изменение в запасах сырой нефти	72	4	489
Прочие	-203	-167	-348

АО «Кожан» Годовой отчёт 2016 год

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Таможенные процедуры	-1 139	-1 765	-1 746
Подготовка и транспортировка нефти	-907	-1 112	-1 509
Рентный налог	-2 071	-994	-799
Износ и амортизация	-84	-74	-71
Тех потери при транспортировке нефти	-6	-8	-10
Прочие	-219	-225	-260

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

Наименование	2014г.	2015г.	2016г.
Заработная плата и соответствующие налоги	-644	-571	-488
Командир и представ расходы	-62	-29	-24
Расходы по аренде	-31	-39	-43
Благотворительная помощь	-21	-22	-36
Обучение персонала	-41	-92	-89
Консультационные услуги	-55	-93	-22
Материалы	-21	-28	-25
Износ и амортизация	-16	-13	-15
Охрана	-7	-8	-5
Страхование	-2	-3	-2
Налоги другие платежи в бюджет	-5	-22	-20
Услуги связи	-6	-7	-4
Банковские услуги	-11	-17	-6
Прочие	-692	-104	-142

5.3. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ

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 задолженность, займы выданные, денежные средства и денежные эквиваленты, займы полученные, 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 Компании. Политика Компании в отношении управления финансовыми рисками четко определена и последовательно применяется. Основными видами деятельности Компании является разведка, 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 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 связи с изменением 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 подвержено 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

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

трудностей, или оценить их возможное влияние на финансовое состояние Компании.

Валютный риск

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 связи с изменением рыночных процентных ставок.

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

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 2016 года, в Компании работало 199 человек, из которых 146 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 99.5%.

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

Расходы на обучение персонала в 2016 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму в размере около 288 420 024 тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышению профессионального уровня работников. Несчастных случаев на производстве в 2016 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. В процессе производственной и хозяйственно – бытовой деятельности компании происходит образование двух видов отходов: производственные и твердые бытовые.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

К производственным отходам относятся: буровой шлам, отработанные аккумуляторы, фильтры, шины, люминесцентные лампы, промасленная ветошь, металлолом, отработанные масла и т.д.

Вывоз, транспортировку и утилизацию производственных отходов производит по договору подрядная организация.

В ходе хозяйственно – бытовой деятельности происходит образование твердо бытовых отходов. Для временного сбора ТБО имеются стандартные контейнеры. Вывоз и утилизацию ТБО производит по договору подрядная организация. В осенний период проводятся работы по озеленению территории вахтового городка.

В осенний период проводятся работы по озеленению территории вахтового городка. В 2016 году, была проведена работа по озеленению, в результате которой была осуществлена посадка саженцев. В рамках реализации программы экологического контроля на объектах Компании проведен экологический мониторинг на сумму в размере 2 930 000 тенге.

Согласно плану природоохранных мероприятий по охране окружающей среды на 2016 год для объектов АО «КоЖаН», утвержденному Департаментом экологии по Атырауской области, в 2016 году на выполнение природоохранных мероприятий Компанией было израсходовано 35 717 630 тенге.

В рамках реализации программы экологического контроля на объектах Компании в 2017 году будет проводиться экологический мониторинг на сумму в размере 3 735 200 тенге.

На реализацию плана природоохранных мероприятий по охране окружающей среды, утвержденный Департаментом экологии по Атырауской области для объектов АО «КоЖаН» на 2017 год, запланировано выделение денежных средств на общую сумму в размере 9 870 000 тенге.

7.3. УЧАСТИЕ В БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ И МЕРОПРИЯТИЯХ

По условиям контрактов на недропользование, обязательным требованием является выполнение ежегодных отчислений в социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры. АО «КоЖаН», ежегодно, в полном объеме исполняет данное контрактное обязательство. Фактическая сумма отчислений в социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры в 2016 году составила 131,7 миллионов тенге. Кроме этого, АО «КоЖаН» оказывает благотворительную помощь детям инвалидам, ветеранам ВОВ, детским домам и малоимущим семьям. В 2016 году на благотворительные цели АО «КоЖаН» направило 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

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

директоров избирается из числа его членов большинством голосов от общего числа членов Совета директоров Общества открытым голосованием.

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляются Генеральным директором.

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

8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ

Акционерный капитал, тыс. тенге	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 2016 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. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между 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 занят 146 специалистов, из которых 36 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

организована вахтовым методом, рабочий персонал преимущественно проживает в вахтовых поселках.

8.4. СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ.

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

№	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	Wang Wentao (Ван Вэнтао) 19.12.1974 г.р. Председатель Совета директоров	с 12.08.2015 г. по настоящее время – председатель Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г. с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г. 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. 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. По совместительству другие должности не занимает.
2	He Xi (Хэ Си) 19.04.1965 г.р. Член Совета директоров	с 11.12.2015 г. по настоящее время – генеральный директор АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 11.12.2015 г. с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров – секретарь Совета директоров АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г. с 30.12.2013 г. по настоящее время – вице-президент компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd”. Дата вступления в должность 30.12.2013 г. 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. По совместительству другие должности не занимает.
3	Zhang Zhengqing (Чжан Чжэнцин) 10.08.1944 г.р. Член Совета директоров (независимый директор)	с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров (независимый директор) АО «КоЖаН». Дата вступления в должность 12.08.2015 г. с 01.01.1990 г. по 11.08.2015 г. – заместитель главного геолога компании “CNPC”.

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

	Дата вступления в должность 01.01.1990 г. с 01.07.1969 г. по 31.12.1989 г. – главный геолог компании “Shengli Oilfield Administration”. Дата вступления в должность 01.09.1969 г. По совместительству другие должности не занимает.
--	--

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН

Генеральный директор Общества.

He Xi (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 2016 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;

АО «ЖоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

Наименование комитета совета директоров	Компетенция
	<ul style="list-style-type: none"> • 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; • 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.

Прибыль на акцию

АО «КоЖаН» Годовой отчёт 2016 год

Чистый доход Компании в 2015 и 2016 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 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 2016 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, базовая прибыль Компании на одну простую акцию составила:

Чистая прибыль за 2016 год (в тенге)	3 634 590 702
Средневзвешенное количество простых акций за год	10 748 046
Прибыль на акцию (в тенге)	338

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 2016 год, завершившийся 31 декабря 2016 года, общая сумма вознаграждения ключевого управленческого персонала, за исключением членов Совета директоров Компании, составила 97 397 943 тенге. Вознаграждение членам Совета директоров в 2016 году Компанией не выплачивалось.

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.

АО «Кожан» Годовой отчёт 2016 год

В течение 2016 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 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.

Советом директоров в 2016 году был утвержден следующий документ:

- Изменения и дополнения в Проспект выпуска акций АО «Кожан» в связи с изменением места нахождения Общества с г. Алматы на г. Атырау.

Единоличным исполнительным органом, осуществляющим руководство текущей деятельностью АО «Кожан», является генеральный директор.

9. ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

АО «КоЖаН»

Финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2016 года,
с отчётом независимого аудитора*

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимого аудитора

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	7-38



Building a better
working world

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

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

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

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционеру АО «КоЖаН»

Заключение

Мы провели аудит финансовой отчётности АО «КоЖаН» (далее «Организация»), которая включает отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 года, отчёт о совокупном доходе, отчёт об изменениях капитала и отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечания к финансовой отчётности, включая информацию о существенных аспектах учётной политики. По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Организации на 31 декабря 2016 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»).

Основание для выражения мнения

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

Ключевые вопросы аудита

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

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



Building a better
working world

Оценка нефтегазовых запасов

Оценка нефтегазовых запасов и ресурсов имеет значительное влияние на финансовую отчётность, в частности, на расходы на износ, истощение и амортизацию, а также резервы по восстановлению участка и ликвидации скважин.

Оценка нефтегазовых запасов является значительной областью суждения в связи с технической неопределённостью при оценке объёмов запасов.

Наши аудиторские процедуры включали оценку компетентности и объективности инженеров, вовлечённых в процесс оценки запасов. Мы оценили исходные данные, использованные инженерами, путём их сравнения с бюджетом, утверждённым руководством. Мы подтвердили, что обновлённые оценки запасов были надлежащим образом включены в анализ Организации, учёт износа, истощения и амортизации, а также в определение дат вывода из эксплуатации.

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

Прочая информация, включённая в годовой отчёт Организации за 2016 год

Прочая информация включает информацию, указанную в годовом отчёте, кроме финансовой отчётности и нашего аудиторского отчёта по ней. Руководство несёт ответственность за предоставление прочей информации. Годовой отчёт, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчёта.

Наше мнение о финансовой отчётности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита финансовой отчётности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и финансовой отчётностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.



Building a better
working world

Ответственность руководства за финансовую отчётность

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление указанной финансовой отчётности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

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

Ответственность аудитора за аудит финансовой отчётности

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

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

- ▶ выявляем и оцениваем риски существенного искажения финансовой отчётности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск не обнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искажённое представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля.
- ▶ получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Организации.
- ▶ Оцениваем надлежащий характер применяемой учётной политики и обоснованность определённых руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;



Building a better
working world

- ▶ Делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределённость в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Организации продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределённости, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчёте к соответствующему раскрытию информации в финансовой отчётности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных на дату нашего аудиторского отчёта. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Организация утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.
- ▶ Проводим оценку представления финансовой отчётности в целом, её структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли финансовая отчётность лежащие в её основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.

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

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

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



Building a better
working world

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

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнёр по аудиту

Кайрат Медетбаев
Аудитор

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

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

26 мая 2017 года

Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

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

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

На 31 декабря 2016 года

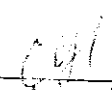
<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Нефтегазовые активы			
Основные средства	5	13.018.504	9.451.168
Разведочные и оценочные активы	6	176.994	198.428
Незавершённое строительство	8	2.048.830	1.455.071
Нематериальные активы	7	9.794.909	1.440.462
Отложенные налоговые активы		27.196	28.392
Займы выданные	29	239.406	200.846
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	431.536	—
	15	379.381	244.814
		26.116.756	13.019.181
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	725.066	301.364
Торговая дебиторская задолженность	10	1.584.956	992.810
Займы выданные	11	165.413	—
Налоги к возмещению	12	2.781.228	1.110.334
Авансы выданные	13	588.089	240.645
Прочие краткосрочные активы	14	495.329	251.208
Денежные средства и их эквиваленты	15	424.631	627.808
Итого активы		6.764.712	3.524.169
		32.881.468	16.543.350
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал			
Нераспределённая прибыль	16	10.748.046	10.748.046
		5.171.541	1.536.951
		15.919.587	12.284.997
Долгосрочные обязательства			
Кредиты и займы	17	—	900.000
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	18	486.450	367.164
Прочие долгосрочные обязательства	19	1.918.535	1.734.538
		2.404.985	3.001.702

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

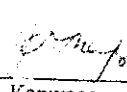
ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Текущие обязательства			
Кредиты и займы	17	–	39.816
Торговая кредиторская задолженность	20	13.206.837	223.975
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21	395.330	510.818
Авансы полученные		–	18.849
Корпоративный подоходный налог к уплате		182.500	37.825
Прочие налоги к уплате	22	772.229	425.368
Итого капитал и обязательства		14.556.896	1.256.651
		32.881.468	16.543.350
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	16	1.479	1.140

Генеральный директор


 Аренов М. М.

Главный бухгалтер


 Каржасова У.В.


Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

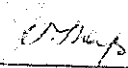
За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 год	2015 год
Доход от реализации продукции	23	14.655.121	9.943.446
Себестоимость реализованной продукции	24	(4.575.587)	(3.196.978)
Валовая прибыль		10.079.534	6.746.468
Расходы по реализации	25	(4.395.375)	(4.177.642)
Общие и административные расходы	26	(921.388)	(1.047.629)
Финансовые затраты	27	(333.571)	(211.347)
Финансовые доходы	28	26.180	55.535
Отрицательная курсовая разница, нетто		(7.149)	(480.785)
Прочие доходы, нетто		79.417	74.145
Прибыль до налогообложения		4.527.648	958.745
Расходы по подоходному налогу	29	(893.058)	(569.212)
Чистая прибыль за год		3.634.590	389.533
Прочий совокупный доход		—	—
Итого совокупный доход за год		3.634.590	389.533

Генеральный директор


 Арёнов М. М.

Главный бухгалтер


 Каржасова У.В.

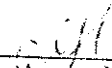
Прилагаемая учетная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

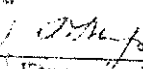
<i>В тысячах тенге</i>	Акционерный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2015 года	10.748.046	1.147.418	11.895.464
Чистая прибыль за год	—	389.533	389.533
Итого совокупный доход за год	—	389.533	389.533
На 31 декабря 2015 года	10.748.046	1.536.951	12.284.997
Чистая прибыль за год	—	3.634.590	3.634.590
Итого совокупный доход за год	—	3.634.590	3.634.590
На 31 декабря 2016 года	10.748.046	5.171.541	15.919.587

Генеральный директор



 Аренов М. М.

Главный бухгалтер



 Каржасова У. В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

В тысячах тенге	Прим.	2016 год	2015 год
Денежные потоки по операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		4.527.648	958.745
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	24, 25, 26	1.384.492	912.545
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов		1.266	214
Финансовые затраты	27	333.571	211.347
Финансовые доходы	28	(26.180)	(55.535)
Отрицательная курсовая разница, нетто		84.729	347.885
Восстановление резерва на обесценение дебиторской задолженности и авансов выданных	10, 13	5.898	(174.161)
Изменения в оценке долгосрочных обязательств		-	224.533
Списание обязательств		-	(117.783)
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		6.311.424	2.307.790
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		(1.015.555)	438.746
Изменения в налогах к возмещению		(1.670.894)	(273.644)
Изменения в товарно-материальных запасах		(423.702)	49.562
Изменения в торговой кредиторской задолженности		1.579.765	(1.182.552)
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(456.422)	(277.027)
Изменения в прочих налогах к уплате		335.796	(183.722)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		4.660.412	879.153
Подоходный налог уплаченный		(786.943)	(607.326)
Выплата вознаграждения		(166.464)	(36.630)
Получение вознаграждения		-	172.386
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		3.707.005	407.583
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Приобретение нефтегазовых активов		(272.809)	(45.798)
Приобретение основных средств		(21.591)	(41.387)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(112.976)	(116.686)
Затраты на незавершённое строительство		(1.756.892)	(1.424.568)
Приобретение нематериальных активов		(3.572)	(21.126)
Выдача займов		(581.536)	(5.492)
Погашение займов выданных		-	1.150.220
Размещенные депозиты на ликвидацию и восстановление месторождений		(122.149)	(89.677)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(2.871.525)	(594.514)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2016 года	2015 года
Денежные потоки по финансовой деятельности			
Получение займа		-	1.642.720
Погашение займа		(900.000)	(1.051.447)
Чистые денежные средства, (использованные) в / полученные от финансовой деятельности		(900.000)	591.273
Влияние изменения валютных курсов на денежные средства			
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		(138.657)	188.427
		(203.177)	592.769
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	16	627.808	35.039
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	16	424.631	627.808

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

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

Незавершённое строительство

Долгосрочные активы в виде незавершённого строительства на сумму 10.952.396 тысяч тенге были приобретены в 2016 году, но не оплачены на 31 декабря 2016 года (2015 год: 107.326 тысяч тенге).


Нефтегазовые активы

Баланс нефтегазовых активов увеличился в 2016 году за счет увеличения социальных обязательств и начислению резерва по ликвидации и восстановлению месторождений в размере 351.985 тысяч тенге и 77.938 тысяч тенге, соответственно (2015 год: 60.920 тысяч тенге и 101.162 тысячи тенге, соответственно).

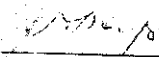
Разведочные и оценочные активы

В 2016 году поступления в разведочные и оценочные активы в размере 413.710 тысяч тенге были профинансированы увеличением кредиторской задолженности (2015: ноль). Баланс разведочных и оценочных активов увеличился в 2016 году за счет увеличения социальных обязательств и начислению резерва по ликвидации и восстановлению месторождений в размере 46.275 тысяч тенге и 11.976 тысяч тенге, соответственно (2015 год: 18.110 тысяч тенге и 1.705 тысяч тенге, соответственно).

Генеральный директор


Аренов М. М.

Главный бухгалтер


Каржасова У.В.

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 7-38 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2016 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «КЖАН» (далее – «Компания») было основано 28 апреля 2001 года в Республике Казахстан как Товарищество с ограниченной ответственностью «КЖАН». 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» (далее – «Материнская Компания»), 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 20 апреля 2017 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 отчетность 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 составе прибыли или убытка.

Курсы обмена валют

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

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

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ**Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям**

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

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

МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных разниц»

МСФО (IFRS) 14 является необязательным стандартом, который разрешает организациям, деятельность которых подлежит тарифному регулированию, продолжать применять большинство применявшихся ими действующих принципов учётной политики в отношении остатков по счетам отложенных тарифных разниц после первого применения МСФО. Организации, применяющие МСФО (IFRS) 14, должны представить счета отложенных тарифных разниц отдельными строками в отчёте о финансовом положении, а движения по таким остаткам – отдельными строками в отчёте о совокупном доходе. Стандарт требует раскрытия информации о характере тарифного регулирования и связанных с ним рисках, а также о влиянии такого регулирования на финансовую отчётность организации.

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

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

Поправки применяются как в отношении приобретения первоначальной доли участия в совместной операции, так и в отношении приобретения дополнительных долей в той же совместной операции и вступают в силу на перспективной основе. Поправки не влияют на финансовую отчётность Компании, поскольку в рассматриваемом периоде доли участия в совместной операции не приобретались.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)***Поправки к МСФО (IAS) 16 и МСФО (IAS) 38 «Разъяснение допустимых методов амортизации»*

Поправки разъясняют принципы МСФО (IAS) 16 «Основные средства» и МСФО (IAS) 38 «Нематериальные активы», которые заключаются в том, что выручка отражает структуру экономических выгод, которые генерируются в результате деятельности бизнеса (частью которого является актив), а не экономические выгоды, которые потребляются в рамках использования актива. В результате основанный на выручке метод не может использоваться для амортизации основных средств и может использоваться только в редких случаях для амортизации нематериальных активов. Поправки применяются на перспективной основе и не влияют на финансовую отчётность Компании, поскольку она не использовала основанный на выручке метод для амортизации своих долгосрочных активов.

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

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

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

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2012-2014 годов

Данный документ включает в себя следующие поправки:

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

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

*МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»**(i) Договоры на обслуживание*

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

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

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

(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, отраженной в последнем годовом отчёте. Данная поправка применяется 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 определенной валюте, необходимо использовать ставки по государственным облигациям. Данная поправка применяется перспективно.

МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчётность»

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

Поправки не влияют на финансовую отчётность Компании.

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

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

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

Кроме этого, поправки разъясняют требования, которые применяются при представлении дополнительных промежуточных итоговых сумм в отчёте о финансовом положении и отчёте о совокупном доходе. Данные поправки не влияют на финансовую отчётность Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

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

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

Поправки рассматривают вопросы, которые возникли при применении исключения в отношении инвестиционных организаций согласно МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчётность». Поправки к МСФО (IFRS) 10 разъясняют, что исключение из требования о представлении отдельной финансовой отчётности применяется и к материнской организации, которая является дочерней организацией инвестиционной организации, если инвестиционная организация оценивает все 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 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» позволяют инвестору при применении метода долевого участия сохранить оценку по справедливой стоимости, примененную его ассоциированной организацией или совместным предприятием, являющимся инвестиционной организацией, к своим собственным долям участия в дочерних организациях.

Эти поправки применяются ретроспективно и не влияют на финансовую отчётность Компании, поскольку Компания не применяет исключение из требования о консолидации.

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

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Компаний. 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 целом, Компания не ожидает значительного влияния новых требований на свой отчёт о финансовом положении и собственный капитал.

(а) Классификация и оценка

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» (продолжение)

(б) Обесценение

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

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

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

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. После того, как Совет по МСФО закончит работу над поправками, которые отложат дату вступления в силу на один год, для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение, при этом допускается досрочное применение. Компания принимает во внимание пояснения, выпущенные Советом по МСФО в рамках предварительного варианта документа в июле 2016 года, и будет отслеживать изменения в будущем.

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

Поправки рассматривают противоречие между МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28, в части учёта потери контроля над дочерней организацией, которая продается зависимой организации или совместному предприятию или вносятся в них. Поправки разъясняют, что прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, представляющих собой бизнес согласно определению в МСФО (IFRS) 3, в сделке между инвестором и его зависимой организацией или совместным предприятием, признаются в полном объёме. Однако прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, не представляющих собой бизнес, признаются только в пределах долей участия, имеющихся у иных, чем организация инвесторов в зависимой организации или совместном предприятии. Совет по МСФО перенес дату вступления данных поправок в силу на неопределенный срок, однако организация, применяющая данные поправки досрочно, должна применять их перспективно. Ожидается, что данные поправки не окажут влияния на финансовую отчётность Компаний.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**

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

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

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

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

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

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

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

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

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (продолжение)*

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

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

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

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение, но не ранее даты применения организацией МСФО (IFRS) 15. Арендатор вправе применять данный стандарт с использованием ретроспективного подхода либо модифицированного ретроспективного подхода. Переходные положения стандарта предусматривают определенные освобождения. 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.

Финансовые активы*Первоначальное признание и оценка*

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются соответственно, как финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы выданные и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные по усмотрению Компании как инструменты хеджирования при эффективном хеджировании. Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно относящиеся к приобретению финансового актива затраты по сделке.

Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Компания принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Компании включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые инвестиции, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)***Последующая оценка*

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

- Финансовые активы по справедливой стоимости через прибыль или убыток.
- Займы и дебиторская задолженность.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, классифицированные по усмотрению Компании при первоначальном признании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определены по усмотрению Компании как эффективные инструменты хеджирования согласно МСФО (IAS) 39. Компания не классифицировала финансовые активы как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчёте о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в составе финансовых затрат (отрицательные чистые изменения справедливой стоимости) или в составе финансового дохода (положительные чистые изменения справедливой стоимости) в отчёте о совокупном доходе.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицированы по усмотрению Компании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в составе прибыли или убытка. Пересмотр порядка учёта происходит либо в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае, либо в случае реклассификации финансового актива и его перевода из категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой производные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчёте о совокупном доходе. Убытки, обусловленные обесценением, признаются в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых затрат в случае займов и в составе себестоимости услуг или общих и административных расходов в случае дебиторской задолженности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)***Прекращение признания*

Финансовый актив (или – где применимо – часть финансового актива или часть Компании аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться (т.е. исключается из отчёта Компании о финансовом положении), если:

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

Если Компания передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Компания не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Компания продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Компания также признаёт соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Компанией.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Компании.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную дату Компания оценивает наличие объективного свидетельства обесценения финансового актива или Компании финансовых активов. Обесценение имеет место, если одно или более событий, произошедших с момента первоначального признания актива (наступление «события, приводящего к убытку»), оказали влияние на расчётные будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов, величина которого может быть надёжно оценена. Свидетельство обесценения может включать в себя указания на то, что должник или Компания должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к такому подтверждению относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения расчётных будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Компания сначала оценивает наличие свидетельства обесценения на индивидуальной основе по индивидуально значительным финансовым активам либо на групповой основе по финансовым активам, не являющимся индивидуально значительными. Если Компания установила отсутствие объективного свидетельства обесценения по финансовому активу, оцененному на индивидуальной основе, независимо от того, является этот актив значительным или нет, она включает данный актив в группу финансовых активов со схожими характеристиками кредитного риска и оценивает их на предмет обесценения на групповой основе. Активы, оцененные на предмет обесценения на индивидуальной основе, по которым был признан или продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в оценку обесценения на групповой основе.

Сумма убытка от выявленного обесценения оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью расчётных будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Обесценение финансовых активов (продолжение)***Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)*

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета оценочного резерва, а убыток признаётся в отчёте о совокупном доходе. Начисление процентного дохода (который отражается как финансовый доход в отчёте о совокупном доходе) по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Займы вместе с соответствующим оценочным резервом списываются, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Компании. Если в течение следующего года сумма расчётного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета оценочного резерва. Если имевшее место ранее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признаётся как уменьшение финансовых затрат в отчёте о совокупном доходе.

Финансовые обязательства*Первоначальное признание и оценка*

Финансовые обязательства классифицируются при первоначальном признании соответственно, как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, кредиторская задолженность или производные инструменты, классифицированные по усмотрению Компании как инструменты хеджирования при эффективном хеджировании.

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае кредитов, займов и кредиторской задолженности) непосредственно относящихся к ним затрат по сделке.

Финансовые обязательства Компании включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и банковские займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, классифицированные по усмотрению Компании при первоначальном признании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Прибыли или убытки по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в отчёте о совокупном доходе.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки по таким финансовым обязательствам признаются в составе прибыли или убытка при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Финансовые обязательства (продолжение)*****Прекращение признания***

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если именуемое финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором на существенно отличающихся условиях или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признаётся в отчёте о совокупном доходе.

Займы и дебиторская задолженность

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

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. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Классификация активов и обязательств на текущие/долгосрочные**

В отдельном отчёте о финансовом положении Компания представляет активы и обязательства на основе их классификации на текущие и долгосрочные. Актив является текущим, если:

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

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных.

Обязательство является текущим, если:

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

Компания классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Основные средства

Основные средства, не связанные с разведкой и добычей нефти и газа, учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа.

Износ рассчитывается прямым методом, исходя из срока полезной службы основных средств. Расчётный полезный срок службы некоторых активов представлен следующим образом:

Здания и сооружения	10-50 лет
Машины и оборудования	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочие	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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Обесценение долгосрочных активов (нефтегазовые активы, основные средства и незавершённое строительство)**

На каждую отчётную дату Компания оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости долгосрочных активов. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка на предмет возможного снижения возмещаемой стоимости активов (если таковое имеет место). При невозможности оценки возмещаемой стоимости для отдельно взятого актива, Компания определяет возмещаемую стоимость 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) учитывался по переоцененной стоимости. В этом случае убыток от обесценения отражается как уменьшение соответствующего фонда по переоценке. При последующем сторнировании убытка от обесценения текущая стоимость актива (или 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.

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

Активы и обязательства по текущему налогу на прибыль оцениваются в сумме, которую ожидается истребовать к возмещению налоговыми органами или уплатить налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или по существу принятые на отчётную дату в странах, в которых Компания осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в собственном капитале, признаётся в составе собственного капитала, а не в отчёте о совокупном доходе.

Отложенный налог

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчётности на отчётную дату.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Налог на прибыль (продолжение)***Отложенный налог (продолжение)*

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

- отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства в ходе операции, не являющейся объединением бизнесов, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные организации, а также с долями участия в совместном предпринимательстве, если можно контролировать сроки восстановления временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет восстановлена в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, перенесенным на будущие периоды неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным наличие налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, перенесенные на будущие периоды неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнесов, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные организации, а также с долями участия в совместном предпринимательстве, отложенные налоговые активы признаются только в той мере, в которой есть вероятность восстановления временных разниц в обозримом будущем и возникновение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены временные разницы.

Балансовая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчётную дату и снижается в той мере, в которой перестает быть вероятным получение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отложенных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчётную дату и признаются в той мере, в которой становится вероятным, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит возместить отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по тем ставкам налога, которые, как ожидается, будут применяться в периоде реализации актива или погашения обязательства, исходя из ставок налога (и налогового законодательства), действующих или по существу принятых на отчётную дату.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признаётся в составе прибыли или убытка.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически защищенное право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой организации и налоговому органу.

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. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Обязательства по пенсионному обеспечению**

Компания выплачивает социальный налог в бюджет Республики Казахстан в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан по единой ставке в 11% от заработной платы.

Компания также удерживает до 10% от заработной платы своих работников, но не более 171.442 тенге в 2016 году в месяц за каждого работника (в 2015 году: 160.230 тенге) в качестве отчислений в выбранные ими пенсионные фонды. Согласно законодательства уплата пенсионных отчислений является обязательством работников, и Компания не имеет ни текущего, ни будущего обязательства по выплатам работникам после их выхода на пенсию.

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 признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства является вероятным, и может быть получена надёжная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признаётся как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчёте о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег является значительным, то резервы рассчитываются путём дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по ставке до налогообложения, отражающей текущую рыночную оценку временной стоимости денег и, если применимо, риски, связанные с конкретным обязательством. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признаётся как финансовые затраты.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Торговая и прочая кредиторская задолженность**

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражаются по номинальной стоимости.

Займы

Займы оцениваются при первоначальном признании по справедливой стоимости за вычетом понесённых расходов по сделке. Впоследствии займы оцениваются по амортизированной стоимости; разницы между вырученными средствами (за вычетом расходов по сделке) и выкупной стоимостью признаётся в отчёте о 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 фактического получения соответствующих товаров или услуг, независимо от того, когда денежные средства или их эквиваленты были выплачены, и отражаются в финансовой отчётности в том периоде, к которому они относятся.

Операции с акционерами

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

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка финансовой отчётности Компании требует от её руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчётного периода, которые влияют на представляемые в отчётности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных активах и обязательствах. Оценки и допущения постоянно анализируются и основаны на опыте руководства и прочих факторах, включая ожидания в отношении будущих событий, которые считаются разумно обоснованными в сложившихся обстоятельствах. Однако неопределённость в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

В частности, Компания определила следующие области, которые требуют значительных суждений, оценок и допущений. Дополнительная информация по каждой из этих областей и как они влияют на различные аспекты учётной политики описаны ниже, а также в соответствующих примечаниях к финансовой отчётности.

Изменения в оценках 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».

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

Компания оценивает каждый актив или генерирующую единицу каждый отчётный период, чтобы определить существование какого-либо признака обесценения. При обнаружении признака обесценения, проводится формальная оценка возмещаемой суммы, которая считается выше справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и стоимости использования. Оценочная стоимость подразумевает использование таких расчётов и предположений, как долгосрочная цена на нефть (с учётом текущих и исторических цен, ценовых тенденций и связанных с ними факторов), дисконтные ставки, производственные расходы, будущий требуемый объём капитала, расходы по выводу из эксплуатации, ожидаемая эффективность поисково-разведочных работ, запасы и операционная эффективность (которая включает в себя объёмы добычи и продаж). Эти оценки и предположения, подвержены риску и неопределённости. Поэтому, существует вероятность того, что изменения обстоятельств окажут влияние на такие предполагаемые показатели, которые могут повлиять на возмещаемую стоимость активов и/или генерирующих единиц.

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 аналогичных обязательствах». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

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

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства в отчёте о финансовом положении на 31 декабря 2016 года, составляли 5,5% и 8% соответственно (в 2015 году: 5,5% и 8%).

Изменения в будущих обязательствах по восстановлению участка и ликвидации скважин раскрыты в *Примечании 18*.

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 обязательств, 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 2016 года составляла 894.079 тысяч тенге (в 2015 году: 805.171 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 29*.

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 нефтегазовых активов.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)****Условные активы и обязательства**

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

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге

Первоначальная стоимость	
На 1 января 2015 года	8.020.909
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе	162.082
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	3.600.414
Поступления	47.136
Выбытия	(48.942)
На 31 декабря 2015 года	11.781.599
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе (Примечания 18 и 19)	
	454.712
Изменения в оценке (Примечания 18)	(24.789)
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	4.249.986
Поступления	193.759
На 31 декабря 2016 года	16.655.267
Накопленный износ и истощение	
На 1 января 2015 года	(1.549.199)
Отчисления за год	(830.064)
Выбытия износа	48.832
На 31 декабря 2015 года	(2.330.431)
Отчисления за год	(1.306.332)
На 31 декабря 2016 года	(3.636.763)
Остаточная стоимость	
На 31 декабря 2015 года	9.451.168
На 31 декабря 2016 года	13.018.504

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

Права на недропользование представляют собой первоначальный платеж Правительству по месторождениям Морское, Огай и Каратал и признаны в составе нефтегазовых активов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА**

Движение в основных средствах за годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 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 2015 года	205.176	187.157	23.174	42.006	457.513
Поступления	17.337	4.249	–	19.728	41.314
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	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
Поступления	–	33.374	–	5.862	39.236
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	21	17.140	–	3.651	20.812
Выбытия	(49)	(3.567)	–	(1.839)	(5.455)
На 31 декабря 2016 года	201.547	222.665	23.174	58.231	505.617
Накопленный износ					
На 1 января 2015 года	(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)
Отчисления за год	(26.756)	(36.891)	(5.241)	(11.328)	(80.216)
Выбытия	44	2.614	–	1.531	4.189
На 31 декабря 2016 года	(131.409)	(144.384)	(22.251)	(30.579)	(328.623)
Остаточная стоимость					
На 31 декабря 2015 года	96.878	65.611	6.164	29.775	198.428
На 31 декабря 2016 года	70.138	78.281	923	27.652	176.994

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	1.440.462	3.511.764
Приобретения	12.625.245	1.531.894
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 5 и 6)	(4.270.798)	(3.603.196)
На 31 декабря	9.794.909	1.440.462

В течение 2016 года незавершённое строительство включают затраты по 26 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**8. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ**

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	1.455.071	1.312.198
Приобретения	535.508	123.058
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе (Примечания 18 и 19)	52.987	13.175
Изменения в оценке (Примечания 18)	5.264	6.640
На 31 декабря	2.048.830	1.455.071

Приобретения в разведочных и оценочных активах в основном состоит из разведочных работ, для поиска сырой нефти на прилегающей территории месторождения Даулеталы с соответствующим бонусом коммерческого обнаружения, оплаченным Государству Республики Казахстан.

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Готовая продукция – нефть	539.073	81.245
Сырьё и материалы	185.993	220.119
	725.066	301.364

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Торговая дебиторская задолженность третьих сторон	1.584.956	996.243
Минус: резерв по сомнительной задолженности	–	(3.433)
	1.584.956	992.810

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
В долларах США	1.581.306	991.485
В тенге	3.650	4.758
	1.584.956	996.243

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

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
По состоянию на 1 января	3.433	169.469
(Восстановление)/отчисления за год	–	(166.036)
Списание	(3.433)	–
По состоянию на 31 декабря	–	3.433

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просроченные и не обесценённые	Просроченные, но не обесценённые			
			<30 дней	30-90 дней	90-120 дней	>120 дней
31 декабря 2015 года	992.810	992.810	992.810	–	–	–
31 декабря 2016 года	1.584.956	1.584.956	1.584.956	–	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**11. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ**

На 31 декабря 2016 года займы выданные представляют собой займы АО «Матен Петролеум» (Материнская Компания) (процентная ставка 18% и сроком до 31 октября 2026 года) и АО «North Caspian Petroleum» (процентная ставка 18% и сроком до 23 декабря 2017 года) на сумму 446.277 тысяч тенге и 150.672 тысячи тенге, соответственно.

12. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Налог на добавленную стоимость	2.770.765	1.095.172
Прочие	10.463	15.162
	2.781.228	1.110.334

13. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Предоплата за товары и услуги	599.978	301.238
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(11.889)	(60.593)
	588.089	240.645

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

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
По состоянию на 1 января	60.593	68.718
Начисление	5.898	—
Восстановление за год	—	(8.125)
Списание	(54.602)	—
По состоянию на 31 декабря	11.889	60.593

14. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Предоплата по обязательным платежам в бюджет	425.264	227.706
Краткосрочные расходы будущих периодов	64.374	23.289
Прочие	5.691	213
	495.329	251.208

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Деньги на счетах в банках, в тенге	630.220	277.074
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	173.791	595.230
Деньги в кассе	1	318
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(379.381)	(244.814)
	424.631	627.808

В соответствии с законодательством Компания аккумулирует денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 18).

Данные средства не имеют определённого срока возврата и вознаграждение 10% годовых начисляется на денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании (в 2015 году: 4% годовых).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**16. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ**

Компания разместила 10.748.046 штук 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».

Дивиденды не были объявлены и выплачены в течении года, закончившегося 31 декабря 2016 года.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 и 2015 годов, прибыль на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Чистая прибыль за год	3.634.590	389.533
Прибыль, использованная для расчёта прибыли на акцию	3.634.590	389.533
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Прибыль на акцию	0,34	0,04

Казахстанская Фондовая Биржа («КФБ») требует раскрытие балансового стоимости акции на дату отчёта.

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Активы, всего	32.881.468	16.543.350
Нематериальные активы	(27.196)	(28.392)
Обязательства, всего	(16.961.881)	(4.258.353)
Итого чистые активы	15.892.391	12.256.605
Количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	1.479	1.140

17. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2016 и 2015 годов кредиты и займы были представлены следующим:

<i>В тысячах тенге</i>	Валюта	Срок	Ставка вознаграждения	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
АО «Матен Петролеум»	Тенге	17 октября 2024 года	18%	–	939.816
Минус: краткосрочная часть				–	(39.816)
				–	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 увеличения оборотного капитала. Займ был полностью погашен в ноябре 2016.

18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
На 1 января	367.164	222.412
Расходы по приросту обязательства с течением времени (Примечание 27)	29.372	19.579
Дополнительный резерв за год	109.439	102.867
Изменения в оценке (Примечание 5 и 8)	(19.525)	22.306
На 31 декабря	486.450	367.164

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (продолжение)**

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по 88 скважинам, пробуренным на месторождениях Морское, Огай, Каратал и Даулеталы по состоянию на 31 декабря 2016 года (31 декабря 2015 года: 62 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях, ожидаемые в 2034 году.

При расчете резерва по ликвидации и восстановлению месторождений были использованы ставки инфляции, равной 5,5%, и ставки дисконтирования, равной 8% (2015 год: 5,5% и 8%, соответственно).

19. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Обязательства по историческим затратам	1.060.183	1.197.324
Обязательства по социальной программе	842.017	520.879
Прочие долгосрочные обязательства	16.335	16.335
	1.918.535	1.734.538

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 2015 года	244.551	704.992	949.543
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 27</i>)	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
Изменение от курсовой разницы	241.990	710.740	952.730
На 31 декабря 2015 года	636.298	1.475.222	2.111.520
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
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 27</i>)	74.047	106.551	180.598
Прирост	398.260	—	398.260
Выплачено	(131.582)	(224.389)	(355.971)
Изменения в оценке	—	(39.623)	(39.623)
Изменение от курсовой разницы	(21.686)	(30.907)	(52.593)
На 31 декабря 2016 года	955.337	1.286.854	2.242.191
Краткосрочная часть (<i>Примечание 21</i>)	113.320	226.671	339.991
Долгосрочная часть	842.017	1.060.183	1.902.200
На 31 декабря 2016 года	955.337	1.286.854	2.242.191

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.

Обязательства капитализируются в составе нефтегазовых активов, которые фактически представляют собой затраты на приобретение прав на месторождения Морское, Огай, Каратал и Даулеталы. Расходы по приросту обязательств с течением времени признаются как часть финансовых затрат. На 31 декабря 2016 года данные обязательства деноминированы в долларах США и дисконтированы по ставке 8% (на 31 декабря 2015 года: 8%).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**20. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
В тенге	13.201.898	199.188
В российских рублях	3.016	–
В долларах США	1.923	24.787
	13.206.837	223.975

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

21. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Обязательства по историческим затратам (краткосрочная часть) <i>(Примечание 19)</i>	226.671	277.898
Обязательства по социальной программе (краткосрочная часть) <i>(Примечание 19)</i>	113.320	115.419
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	19.018	45.378
Прочие	36.321	72.123
	395.330	510.818

22. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Рентный налог	352.143	213.632
Налог на добычу полезных ископаемых	348.986	162.480
Подоходный налог у источника выплаты	4.488	7.720
Социальный налог	1.439	5.323
Прочие налоги	65.173	36.213
	772.229	425.368

23. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Экспортные продажи сырой нефти	13.382.651	9.478.340
Внутренние продажи сырой нефти	1.272.470	465.106
	14.655.121	9.943.446

В течение 2016 года добыча сырой нефти составила 202.682 тонны (в течение 2015 года: 150.028 тонн), реализация составила 176.011 тонны нефти (2015 год: 147.665 тонны нефти).

22 декабря 2015 года Компания заключила договор с «Euro-Asian Oil SA» на поставку сырой нефти. Приблизительная сумма договора 70 миллионов долларов США. В течение 2016 года Компания экспортировала 132.973 тонны нефти в соответствие с данным договором.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**24. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Износ, истощение и амортизация	1.299.091	825.157
Транспортные расходы	990.802	498.891
Налог на добычу полезных ископаемых	851.659	498.370
Заработная плата и соответствующие налоги	661.347	594.365
Материалы и запасы	307.144	209.457
Ремонт и обслуживание	140.318	33.219
Налог на имущество	136.818	82.049
Геологические и геофизические работы	101.950	72.160
Расходы по обслуживанию скважин	83.389	55.034
Услуги охраны	69.475	83.207
Расходы на питание	40.625	45.093
Электроэнергия	30.332	26.024
Страхование	5.711	9.700
Аренда	1.280	1.596
Изменения в запасах сырой нефти	(489.118)	(4.019)
Прочие	344.764	166.675
	4.575.587	3.196.978

25. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Таможенные процедуры	1.746.275	1.764.833
Подготовка и транспортировка нефти	1.509.387	1.112.203
Рентный налог	799.424	994.045
Износ и амортизация	70.660	74.280
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	9.816	8.306
Прочие	259.813	223.975
	4.395.375	4.177.642

26. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Заработная плата и соответствующие налоги	487.909	570.813
Обучение персонала	88.604	92.271
Расходы по аренде	43.389	38.786
Спонсорская помощь	36.353	21.661
Материалы	24.672	27.595
Командировочные и представительские расходы	23.501	29.003
Консультационные услуги	21.656	92.897
Налоги и другие платежи в бюджет	19.807	22.117
Износ и амортизация	14.741	13.108
Банковские услуги	6.260	17.235
Охрана	4.943	7.639
Услуги связи	3.837	6.790
Коммунальные услуги	2.028	3.638
Страхование	1.970	3.088
Штрафы и пени	874	58.851
Прочие	140.844	42.137
	921.388	1.047.629

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**27. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Расходы по вознаграждению	123.601	65.381
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 19)	106.551	76.855
Расходы по приросту обязательств по социальной программе (Примечание 19)	74.047	49.532
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 18)	29.372	19.579
	333.571	211.347

28. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Процентный доход от выданного займа	13.762	49.903
Процентный доход по депозитам	12.418	5.632
	26.180	55.535

29. 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 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Расходы по текущему подоходному налогу	931.618	685.136
Итого расходы по текущему подоходному налогу	931.618	685.136
Экономия по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(38.560)	(115.924)
Итого экономия по отсроченному подоходному налогу	(38.560)	(115.924)
Итого расходы по подоходному налогу	893.058	569.212

Сверка расходов по подоходному налогу в отношении прибыли до налогообложения, рассчитанных с использованием официальной ставки в размере 20% (в 2015 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 2016 года	За год, закончившийся 31 декабря 2015 года
Прибыль до налогообложения	4.527.648	958.745
Подоходный налог по установленной ставке 20%	905.530	191.749
Корректировки с целью учёта		
Курсовая разница по историческим затратам и социальным обязательствам	(190.546)	190.546
Невычитаемые расходы	178.074	186.917
Расходы по подоходному налогу	893.058	569.212

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**29. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)**

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

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	Приходится на отчёт о совокупном доходе	2015 год	Приходится на отчёт о совокупном доходе	2014 год
Активы по отсроченному подходному налогу					
Обязательства по историческим затратам и социальной программе	448.461	23.113	425.348	235.467	189.881
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	268.133	(4.516)	272.649	8.834	263.815
Налоги к уплате	156.071	73.367	82.704	(36.335)	119.039
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	21.414	(3.056)	24.470	9.847	14.623
	894.079	88.908	805.171	217.813	587.358
Обязательства по отсроченному подходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(654.673)	(50.348)	(604.325)	(101.889)	(502.436)
	(654.673)	(50.348)	(604.325)	(101.889)	(502.436)
Чистые активы по отсроченному подходному налогу	239.406	38.560	200.846	115.924	84.922

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 отчётные даты, к временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и суммами, показанными в финансовой отчётности. На 31 декабря 2016 года, согласно применяемому Компанией законодательству, срок перенесённых налоговых убытков в целях налогообложения истекает через 10 (десять) лет после того, как убытки были понесены.

30. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

За годы, закончившиеся 31 декабря, Компания имела следующие торговые операции со связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	2016 год	2015 год
Финансовый доход	13.162	–
Финансовый расход	123.601	65.381

Следующие балансы со связанными сторонами включённые в отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Займы выданные (Примечание 11)	446.277	–
Займы полученные	–	939.816

На 31 декабря 2016 года ключевой управленческий персонал состоял из трех человек (31 декабря 2015 года: 6 человек). За годы, закончившиеся 31 декабря 2016 года и 2015 года общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 97.398 тысяч тенге и 120.596 тысяч тенге, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**31. 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 отчётности Компании (Примечание 19).

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 2016 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. В течение 2016 года на внутренний рынок было поставлено 43.038 тонн сырой нефти (24% от общего объема реализации). Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2016 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 18). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме обязательства, начисленного на восстановление месторождений в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контрактам на недропользование 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 15). 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 продолжают 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**31. 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.

32. 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 2016 и 2015 годов Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2016 году доходы от Euro-Asian Oil SA составили 91% (в 2015 году: доходы от Euro-Asian Oil SA составили 95%) 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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**32. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)****Валютный риск (продолжение)**

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

<i>В долларах США</i>	31 декабря 2016 года	31 декабря 2015 года
Активы	1.755.097	1.586.715
Обязательства	(2.307.173)	(24.787)
Чистая балансовая позиция	(552.076)	1.561.928

Анализ чувствительности к валютному риску

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

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

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли до налогообложения (вследствие возможных изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Увеличение на 13% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 13% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2015 году: увеличение/(уменьшение) на 60/(20)%).

	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года		За год, закончившийся 31 декабря 2015 года	
	Тенге / доллар США +13%	Тенге / доллар США -13%	Тенге / доллар США +17,37%	Тенге / доллар США -17,37%
Чистый доход/(убыток)	(71.770)	71.770	937.157	(312.386)

Риск ликвидности

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

Операционный риск

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

По состоянию на 31 декабря 2016 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 обменен между осведомлёнными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Компании отсутствуют существующие доступные рыночные механизмы для определения справедливой стоимости, при оценке справедливой стоимости Компания использует допущения на основе текущих экономических условий и конкретных рисков, присущих инструменту.

По состоянию на 31 декабря 2016 и 2015 годов балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД

В 2017 году добыча нефти планируется на уровне **318 400** тонн. Для обеспечения данного объема добычи, в 2017 году запланировано бурение 22 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 из фонтанного на механизированный способ добычи нефти.

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

В 2017 году запланировано завершение работ реконструкции ПСиПН Морское с целью увеличения производительности подготовки нефти до 500 000 тонн в год.

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Обращение руководства	2
2. Информация о компании	3
3. Основные события отчётного года	9
4. Операционная деятельность	9
4.1. Анализ основных рынков, на которых действует компания	9
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи	11
4.3. Информация о продукции и реализации добываемой нефти	11
4.4. Стратегия деловой активности	12
5. Финансово-экономические показатели	12
5.1. Анализ факторов, обусловивших расхождение плановых и фактических результатов	12
5.2. Анализ финансовых результатов	12
5.3. Анализ финансового состояния	14
6. Анализ рисков и управление рисками	15
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды	16
7.1. Система организации труда работников	16
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная политика	16
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах и мероприятиях	17
8. Корпоративное управление	17
8.1. Описание системы корпоративного управления и её принципов	17
8.2. Акционерный капитал. Существенные сделки с акциями компании	18
8.3. Организационная структура	18
8.4. Совет директоров	19
8.5. Исполнительный орган	20
8.6. Комитеты Совета директоров и их функции	20
8.7. Внутренний контроль и аудит	21
8.8. Информация о дивидендах	21
8.9. Информационная политика и её основные принципы	22
8.10. Информация о вознаграждениях	22
8.11. Отчёт о соблюдении положений Кодекса корпоративного управления	22
9. Финансовая отчётность	23
10. Основные цели и задачи на следующий год	69
11. Дополнительная информация	69
11.1. Оглавление	69
11.2. Глоссарий	70
11.3. Контактная информация	70

11.2. ГЛОССАРИЙ

- | | |
|---|--|
| - Категория C ₁ и C ₂ | - геологические/извлекаемые запасы; |
| - НДСП | - налог на добычу полезных ископаемых; |
| - Узень-Атырау-Самара (УАС) | - нефтепровод маршрутной протяжённостью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию; |
| - ПССН | - пункт сбора и слива нефти «Каратон» (ПССН Каратон). |

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «КоЖаН», 060011, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Бактыгерей Кулманов 105

Телефон: +7 (7122) 76-66-66;

Факс: +7 (7122) 76-66-66

E-mail: reception@kozhan.kz

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО

Дёмин Вячеслав Юрьевич – начальник Юридического отдела

Телефон: +7 (7122) 76-66-66 (вн. 433); моб. +7 701 530 6135

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

Каржасова Умут Валиевна – главный бухгалтер

Телефон: +7 (7122) 76-66-66 (вн. 422)

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