

**Годовой отчет 2017 г.
Акционерное общество
«КоЖаН»**

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.

Стабилизация и начало постепенного роста котировок цен на нефть в 2017 году дало нам возможность продолжить программу бурения и введения в промышленную эксплуатацию новых скважин на месторождении Морское. За истекший год мы пробурили 22 новые скважины, в том числе 4 горизонтальные. Горизонтальные скважины на наших месторождениях мы бурили впервые, и к счастью, все бурения были завершены успешно. Текущая добыча по новым скважинам остается выше целевых плановых показателей.

С увеличением объёмов добычи одновременно продолжается и модернизация объектов подготовки сырой нефти, транспортировки и реализации товарной нефти. Реконструкция пункта сбора и подготовки нефти Морское близится к завершению, и согласно плана планируется ввести в эксплуатацию в начале 2018 года. Были установлены газопоршневые электростанции, что позволяет нам теперь экономить на закупе электроэнергии со стороны и одновременно выполнять программу утилизации попутного газа. Совместно с материнской компанией АО «Матен Петролеум» ввели в эксплуатацию новую противопожарную систему в пункте сдачи нефти в магистральный нефтепровод.

Улучшение финансового положения компании позволило нам провести индексацию заработной платы работников. Так же вводится система мотивации по показателям достижения цели. Полагаю, это даст хороший толчок в преддверии амбициозного плана на следующий год по добыче свыше полумиллиона тонн в следующем году. Мы уверенно настроены на достижение поставленных задач. Пусть удача сопутствует нам.

С уважением,

YU LONGKUN (ЮЙ ЛУНКУНЬ),

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР



2. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ.

2.1 АО КОЖАН

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

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. Бақтыгерей Құлманов, 105.

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.

2.2 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Компания не имеет дочерних и зависимых организации.

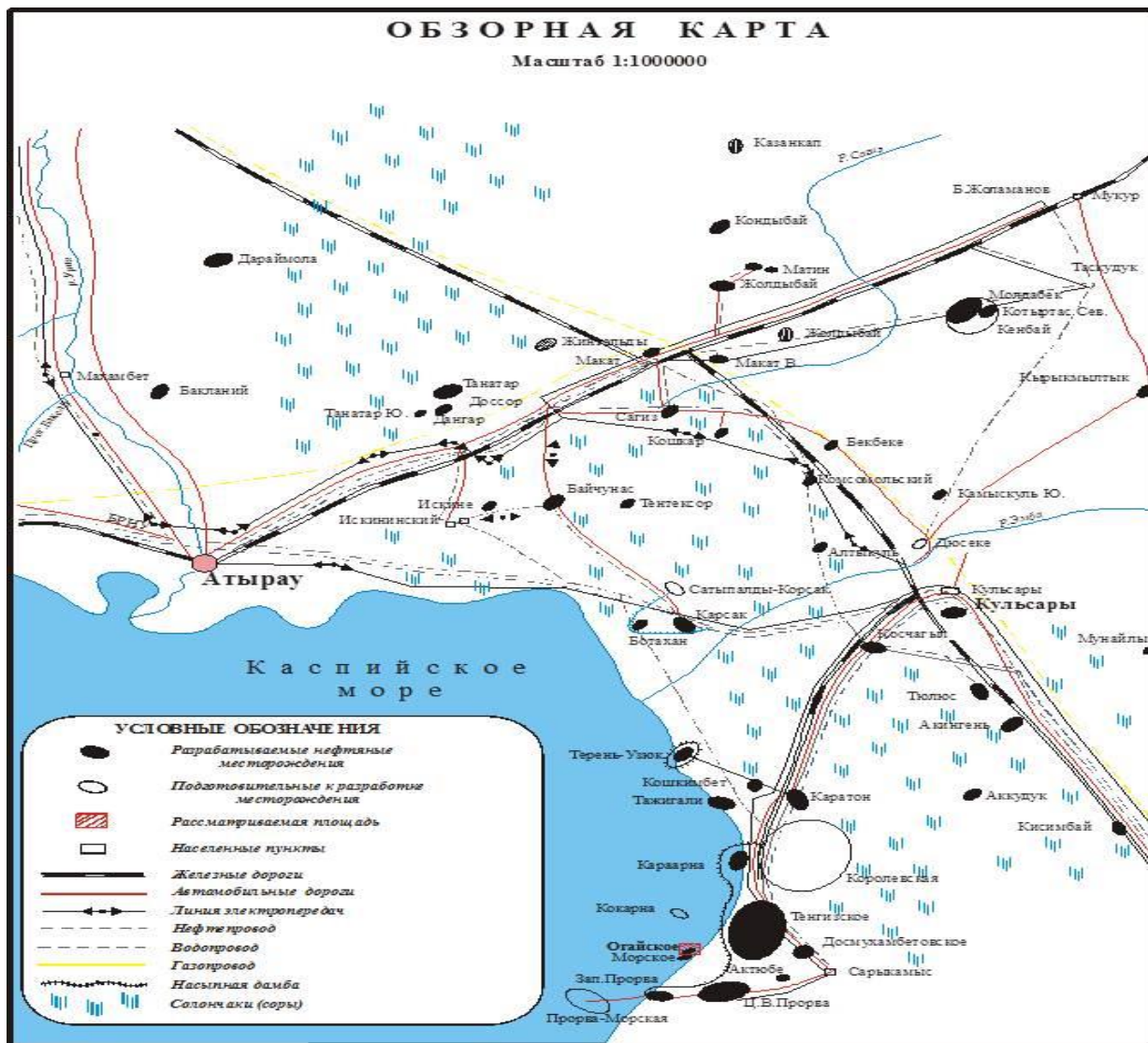
2.3 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА

ИНФРАСТРУКТУРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все месторождения Компании находятся в развитом нефтегазодобывающем регионе со всей производственной, перерабатывающей и транспортной инфраструктурой. В непосредственной близости от месторождений проходят магистральные трубопроводы нефти и газа (Атырау – Новороссийск (КТК), Узень - Атырау – Самара (УАС), Тенгиз – морской порт Актау, Казахстан – Китай, Центральная Азия – Центр (САС)).

Воздушная линия электропередач мощностью 110 кВт проходит в 8 километре от блока «Морское/Огайское».

В регионе присутствуют все основные нефтесервисные компании, такие как Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford и т.д.



ПУНКТ СБОРА И СЛИВА НЕФТИ КАРАТОН (ПССН КАРАТОН)

В мае 2012 года, Компания ввела в действие собственный пункт сбора и сдачи нефти “Каратон”, что, в значительной степени, позволило снизить эксплуатационные затраты Компании. Добыча на месторождениях Компании ведется бесперебойно и собственный ПССН нивелирует проблемы, связанные с задержками по откачке нефти. ПССН «Каратон» находится в 52 км от месторождения Морское включая блок Огайское.

- Первоначальная пропускная мощность – 180 - 200 тыс. тонн в год.
- В 2016 году завершено строительство нового резервуара объемом 2000 м3. Пропускная мощность увеличилась до 420 тыс. тонн в год.
- В 2017 году был заключен договор с АО «Матен Петролеум» на аренду РВС-5000м3 №4 для увеличения пропускной способности до 500 тыс тонн в год. Были произведены работы по подключению технологической линии диаметром 159мм с ПССН Каратон к РВС-5000м3 №4 АО «Матен Петролеум».

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 надсольевым 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 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 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 ЗД. 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 КАРАТАЛ

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.

2.4 ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ

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

Месторождение	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2017 г., тыс. тонн	Объем 1Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Морское	Разведка и добыча	332,4	35,40	68,07	17.02.2034г.
Каратал	Разведка и добыча	1,7	0,31	0,31	17.02.2034г.
Даулеталы.	Разведка и добыча	-	-	-	17.02.2034г.
ВСЕГО		334,1	35,71	68,38	

(1) Источник: Отчет исследовательского института Geo-Jade Petroleum. По состоянию на 31.12.2017г.

Согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», ст. 120, период добычи продлевается компетентным органом по заявлению недропользователя на период до двадцати пяти последовательных лет, при отсутствии не устраненных нарушений обязательств по контракту на недропользование и достижения соглашения по принятию недропользователем инвестиционных обязательств.

3. ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА.

В 2017 году АО «КоЖаН» было добыто 334 058 тонны нефти, в т.ч.:

- из старого фонда скважин - 279 290 тонны;
- из новых скважин – 54 768 тонн.

Пробурено 22 скважины на месторождении Морское, из которых 17 эксплуатационные скважины и 5 оценочные скважины.

В течение 2017 года была проведена интенсивная работа по реконструкции пункта сбора и подготовки нефти Морское (ПСИПН Морское) с целью значительного увеличения пропускной способности данного объекта. Завершение работы по реконструкции запланировано на I-ый квартал 2018 года.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

4.1. АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, МАКРО-МИКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Согласно данным Министерства энергетики Казахстана, объем добычи сырой нефти в республике по итогам 2017 года достиг 86,2 млн тонн, что на 10,5% больше по сравнению с 2016 годом и на 2% превысило плановый показатель, равнявшийся 84,5 млн тонн. Прошлогодняя добыча – рекордная за всю историю развития нефтегазовой отрасли страны.



Добыча природного газа в Казахстане в минувшем году была зафиксирована на уровне порядка 52,9 млрд кубометров, на 14% превысив показатель предыдущего года и на 10% плановую цифру, составлявшую 48,1 млрд кубометров. Кроме того, было произведено 2,9 млн тонн сжиженного газа и 31,6 млрд кубометров товарного газа – оба показателя продемонстрировали рост относительно 2016 года – на 8,2% и 10,9% соответственно.

В прошлом году экспорт нефти составил 69,8 млн тонн нефти, или 112,4% к предыдущему году, газа – 17,3 млрд кубометров, или 126,3% соответственно. Объем переработки нефти на казахстанских НПЗ в 2017 году в сравнении с предыдущим годом вырос на 2,8%, а к плану – на 2,6%, достигнув отметки в 14,9 млн тонн.

В истекшем году впервые за последние несколько лет на фоне, пусть неуверенного, но все же роста мировых нефтяных цен, отрасль сумела продемонстрировать подъем. Ранее, три года подряд показатель по нефтедобыче в стране падал: в 2016 году он равнялся 78 млн тонн, в 2015-м – 79,5 млн тонн, в 2014-м – 80,8 млн тонн; в 2013 году в сравнении с предыдущим годом отрасль подросла на 3,2% – до 81,731 млн тонн с 79,2 млн тонн соответственно.

В целом, согласно планам Министерства энергетики РК, в 2018 году в Казахстане будет добыто 87 млн тонн сырой нефти, 53,4 млрд кубометров природного газа, 3 млн тонн сжиженного газа и 31,9 млрд кубометров товарного газа. Добыча углеводородов в стране будет увеличена на фоне роста мировых нефтяных котировок (в январе 2018-го цены достигли максимума с 2014 года) и взятых

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

обязательств по сокращению объемов добычи нефти в рамках договоренностей ОПЕК+. В рамках соглашения с ОПЕК, Казахстан взял на себя обязательство сократить добычу нефти до 1,68 млн.барр/сутки.

В планах развития нефтегазовой отрасли Казахстана значится масштабный проект по созданию международного нефтяного консорциума «Евразия», который был представлен иностранным инвесторам в октябре 2013 года. Данный проект предусматривает возможность разведки и добычи глубокозалегающих пластов нефти и газа в Прикаспийской впадине. При этом, 70% пластов находится на территории Казахстана, а 30% - в России. Проект «Евразия» рассчитан на 5 лет и оценивается примерно в 500 млн. долларов. Его реализация намечена на 2015-2020 годы и предполагает проведение обширных геологических и геофизических исследований и бурение скважин глубиной 14-15 км.

Казахстан продолжает либерализацию законодательства в сфере недропользования. 27 декабря 2017 года принят новый Кодекс РК «О недрах и недропользовании», направленный на совершенствование системы регулирования недропользования. Новый Кодекс предусматривает следующие концептуальные изменения:

- упрощение предоставления права недропользования по аналогии Австралийской модели путем внедрения лицензионного порядка по принципу «Первый пришел - первый получил»;
- переход на международный порядок оценки запасов;
- предоставление открытого доступа к геологической информации и перевода ее в цифровой формат;
- пересмотр перечня общераспространенных полезных ископаемых;
- усиление положения по ликвидации месторождений для обеспечения экологической безопасности страны при закрытии рудников;
- предусмотрены гарантии стабильности для действующих контрактов на недропользование и другие.

4.2. ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

Доля АО «Кожан» в годовой добыче нефти в Казахстане за 2017 год составляет 0,4%. Компания с добычей 334 тыс. тонн, занимает 23 место.

Традиционно основной объем нефтедобычи в прошлом году пришелся на тройку гигантов – Тенгиз, Карачаганак, Кашаган, а также на месторождения, эксплуатируемые «дочкой» национального нефтегазового холдинга «КазМунайГаз».

По информации Министерства энергетики РК, лидер казахстанской нефтедобычи ТОО СП «Тенгизшевройл» (ТШО), разрабатывающее гигантское нефтяное месторождение (Атырауская область), в 2017 году обеспечило наибольший показатель производства сырой нефти в структуре общереспубликанского объема – 28,7 млн тонн (33,3% всей добычи страны). Данный показатель на 4,1% больше, чем в 2016 году. Кроме того, по данным самого ТШО, в минувшем году компанией было

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

реализовано порядка 1,38 млн тонн сжиженного газа; 7,45 млрд кубических метров сухого газа, а также 2,49 млн тонн серы.

В течение всего года на Тенгизе продолжалась реализация Проекта будущего расширения и Проекта управления устьевым давлением скважин (ПБР-ПУУД), благодаря которым, как известно, добыча нефти на месторождении увеличится на 12 млн тонн до 38 млн тонн в год.



Международный консорциум Karachaganak Petroleum Operating B.V. (KPO) – разработчик крупнейшего Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (Западно-Казахстанская область) – в 2017 году, по данным Министерства энергетики, добыл 12,5 млн тонн жидких углеводородов, что на 9,5% превысило показатель по добыче 2016 года.

Другой международный консорциум – North Caspian Operating Company (NCOC), ведущий добычу нефти на каспийском супергиганте Кашаган, – зафиксировал свою добычу нефти в минувшем году на уровне 8,3 млн тонн. На уровень коммерческой добычи – более чем 75 тыс. баррелей в сутки вышел 1 ноября. - спустя месяц после начала нефтедобычи 28 сентября 2016 года.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ), тоже входящее в число лидеров по объему добычи нефти в Казахстане, в 2017 году добыло 11,9 млн тонн нефти (13,8% всей добычи нефти Казахстана), что на 2% меньше, чем в 2016 году. Наибольший объем пришелся на основные активы – АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ), добывшие совокупно 8 млн 320 тыс. тонн, что на 1% меньше по сравнению с 2016 годом. По данным РД КМГ, прошлогодняя добыча нефти в ОМГ составила 5480 тыс. тонн (на 1% меньше показателя 2016 года в связи со снижением уровня добычи от переходящего фонда скважин), в ЭМГ – 2840 тыс. тонн (на 0,3% больше, чем в 2016 году).

Общий объем добычи РД КМГ включает и доли в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай») и PetroKazakhstan Inc (PKI). В 2017 году данный показатель совокупно составил 3547 тыс. тонн, что на 6% меньше, чем в предыдущем году, главным образом, в связи с естественным снижением уровня добычи нефти в PKI и КГМ.

АО «Мангистаумунайгаз», обеспечивающее свыше 31% добычи в Мангистауской области и 8% по Казахстану, в прошлом году добыло 6 млн 350 тыс. 279 тонн нефти, как отмечает компания, выполнив годовой план. Так, нефтяники Жетыбая отработали о досрочном выполнении годового плана по добыче нефти в 2 млн 285 тыс. 157 тонн 28 декабря. К слову, «Мангистаумунайгаз» сегодня разрабатывает 15 месторождений нефти и газа, с общими начальными запасами 1124,671 млн тонн, крупнейшими из них являются Каламкас и Жетыбай. По состоянию на 1 января 2018 года, из недр месторождений компании с начала разработки добыто свыше 247 млн тонн нефти. На предприятии успешно внедряются в производство новые технологии, такие как гидроразрыв пласта, проводятся опытно-промышленные испытания технологии водогазового воздействия, полимерное заводнение.

АО «СНПС-Актобемунайгаз», работающее на месторождениях Кенкияк, Жанажол и Северная Трува (Актюбинская область), по итогам 2017 года добыло 5 млн тонн нефти – аналогичная добыча была и в предыдущем году.

Zhaikmunai LLP, дочерняя компания Nostrum Oil & Gas PLC, занимающаяся добычей нефти и газа, а также разведкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне (Западно-Казахстанская область), в течение 2017 года добывала в среднем в сутки 39 199 баррелей нефтяного эквивалента (бнэ) после обработки, в том числе в четвертом квартале – 34 285 бнэ в сутки.

На сегодняшний день в Казахстане, согласно постановлению правительства РК от 20 октября 2017 года № 664, всего пять нефтяных месторождений признаны низкорентабельными или малодолевыми. В перечень попали 24 месторождений, среди них – Комсомольское, Тобеарал, Кырыкмылтык, Актас и Тасбулат. Так, на нефтяном месторождении Кырыкмылтык, лицензия на право пользования недрами которого с 10 августа 1995 года принадлежит ТОО ANACO, среднесуточный дебет нефти составляет 1,86 тонны в сутки. Месторождение Тобеарал, контрактом на недропользование которого с 11 февраля 2002 года владеет ТОО «Тобеарал Ойл», дает в среднем 1,88 тонны нефти в сутки.

4.3. ИНФОРМАЦИИ О ПРОДУКЦИИ И РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

АО «Кожан» реализует нефть, как на внешнем, так внутреннем рынке. 2017 году Компания расширило границы транспортировки сырой нефти в экспортном направлении. Если раньше все экспортные поставки осуществлялись через российскую систему магистрального нефтепровода

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

компании ОАО «Транснефть», то в 2017 году Компания заключила договор экспортной поставки в Китай, через магистральный нефтепровод Атасу-Алашанькоу. Объем экспортных продаж нефти в 2017 году составил 166 827 тонны, из них через Россию на рынки Европы 109 383 тонны, в Китай 57 444 тонны. Так же через российский морской порт Усть-Луга осуществлена транспортировка объема в количестве 47 603 тонны, в экспортном направлении через материнскую компанию АО «МатенПетролеум».

Нефть, реализованная на внутреннем рынке, доставляется до покупателя по системе внутренних нефтепроводов АО «КазТрансОйл» и, как правило, перерабатывается на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе. В 2017 году поставки нефти на внутренний рынок составили 106 600 тонны.

4.4. СТРАТЕГИЯ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ

Основной стратегической задачей руководства АО «Кожан» на ближайшие годы является доведение уровня добычи нефти свыше 500 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 и внедрение новых технологий в производство и бурение скважин.

5. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.**5.1. ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВИВШИЕ РАСХОЖДЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Объем добычи нефти за 2017 год составил 334 058 тонн, это на 65% больше показателя предыдущего года. Увеличение добычи нефти было достигнуто за счёт бурения новых скважин. Несмотря на относительно невысокие цены на нефть, и нестабильную экономическую ситуацию в мире, Компания выполнила инвестиционную программу по бурению в полном объёме. Фактически в 2017 году были пробурены 22 (двадцать две) скважины, из них 17 (семнадцать) эксплуатационных скважин и 5 (пять) оценочных 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.

К основным макроэкономическим факторам, повлиявшим на результаты финансовой деятельности Компании за отчетный период, явилось изменение цен на нефть по сравнению с предыдущими годами. Средняя цена реализации нефти на экспорт в 2017 году составила 44,3 долларов США за баррель в то время как в 2016 году цена аналогичный показатель составлял 48,1 долларов США.

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Производственно-финансовые показатели.

Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017
ДОБЫЧА	тонна	150 028	202 682	334 058
<i>Темп роста / падения</i>	%	-7,9%	35,1%	64,8%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	9 943	14 655	28 808
<i>Темп роста / падения</i>	%	-32,2%	47,4%	96,6%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-3 197	-4 576	-6 702
<i>Темп роста / падения</i>	%	7,4%	43,1%	46,5%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-5 225	-5 317	-10 002
<i>Темп роста / падения</i>	%	-13,5%	1,76%	88,1%
ЕБИТДА	млн. тенге	2 507	6 227	14 056
<i>маржа EBITDA</i>	%	25,2%	42,5%	48,8%
НОРАТ	млн. тенге	1 026	3 949	9 637
<i>маржа NOPAT</i>	%	10,3%	26,9%	33,5%
Свободный денежный поток	млн. тенге	3	- 8 336	1 332
Капитальные затраты	млн. тенге	1 935	13 670	10 175

Объемы продаж и цены реализации нефти.

Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017
Объем реализации нефти	тонн	147 665	176 010	321 030
Экспортные продажи	тонн	124 364	132 972	214 430
Внутренние продажи	тонн	23 301	43 038	106 600
Цена реализации нефти				
Цена на экспорт	тенге/тонна	76 212	101 901	113 894
то же в валюте реализации	долл.США/тонна	344	305	350
Цена на внутренний рынок	тенге/тонна	19 956	25 679	41 145
Выручка		9 943	14 655	28 808
Экспортные продажи нефти	млн.тенге	9 478	13 550	24 422
Внутренние продажи нефти	млн.тенге	465	1 105	4 386

Расходы.

Наименование	2015	2016	2017
Себестоимость, млн. тенге:	-3 197	-4 576	-6 702
Износ и амортизация	-825	-1 299	-1 797
НДПИ	-498	-851	-1 985
Транспортные услуги и спецтехники	-499	-991	-915
Страхование	-10	-6	-4
Заработная плата и соответствующие налоги	-594	-661	-683
Товарно-материальные запасы	-210	-307	-479
Электроэнергия	-26	-30	-38
Текущий ремонт и техобслуживание	-33	-140	-162
Геологические и геофизические работы	-72	-102	-75
Питание	-45	-40	-49
Расходы по обслуживанию скважин	-55	-83	-118
Аренда и услуги охраны	-85	-70	-87
Прочие расходы	-249	-485	-459
Изменения в запасах сырой нефти	4	489	149

Наименование	2015	2016	2017
Расходы по реализации, млн. тенге:	-4 178	-4 395	-9 178
Рентный налог	-994	-799	-2 954
Подготовка и транспортировка нефти	-1 112	-1 509	-2 381
Таможенные процедуры	-1 765	-1 746	-3 439
Тех потери при транспортировке нефти	-8	-10	-13
Износ и амортизация	-74	-71	-68
Прочие	-225	-260	-323

Наименование	2015	2016	2017
Общие и административные расходы, млн. тенге:	-1 048	-921	-824
Заработная плата и соответствующие налоги	-571	-488	-465
Командир и представ расходы	-29	-24	-18
Расходы по аренде	-39	-43	-59
Обучение персонала	-92	-89	-54
Социальная программа	-22	-36	-36
Консультационные услуги	-93	-22	-19
Материалы	-28	-25	-38
Износ и амортизация	-13	-15	-5
Охрана	-8	-5	-2
Страхование	-3	-2	-2
Налоги другие платежи в бюджет	-22	-20	-44
Услуги связи	-7	-4	-5
Банковские услуги	-17	-6	-7
Штрафы и пени	-59	-1	-
Прочие	-45	-141	-70

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Данные по финансовым показателям АО «Кожан».

Показатель	На 31.12.2015	На 31.12.2016	На 31.12.2017
Уставный капитал, млн. тенге	10 748	10 748	10 748
Собственный капитал, млн. тенге	12 285	15 920	25 901
Совокупные активы, млн. тенге	16 543	32 881	44 100
Объем продаж, млн. тенге	9 943	14 655	28 808
Валовый доход, млн. тенге	6 746	10 080	22 106
Чистая прибыль, млн. тенге	390	3 635	9 982
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	1,14	1,48	2,41
ROA	2%	11%	23%
ROE	3%	23%	39%
ROS	4%	25%	35%

6. АНАЛИЗ РИСКОВ И УПРАВЛЕНИЯ 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. 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. 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. При определенных обстоятельствах возможно 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 также от развития правовой, контрольной и политической систем, т.е. от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Компании.

ГODOVОЙ ОТЧЕТ 2017

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 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 2017 года, в Компании работало 205 человек, из которых 151 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 99 %.

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

Расходы на обучение персонала в 2017 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 308 миллионов тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышению профессионального уровня работников. Несчастных случаев на производстве в 2017 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

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. Основные виды производственных отходов - это буровой шлам, отработанные аккумуляторы, фильтры, шины, люминесцентные лампы, промасленная ветошь, металлолом, отработанные масла и т.д. Для временного сбора ТБО применяются стандартные контейнеры. Вывоз, транспортировка и утилизация отходов производится специализированной подрядной организацией на договорной основе.

В осенний период проводятся работы по озеленению территории вахтового городка включая посадку саженцев. В рамках реализации программы экологического контроля на объектах Компании проводится экологический мониторинг.

Согласно плану природоохранных мероприятий по охране окружающей среды для объектов АО «КоЖаН», утвержденному Департаментом экологии по Атырауской области, в 2017 году на выполнение природоохранных мероприятий Компанией было израсходовано порядка 45 миллионов тенге.

7.3. УЧАСТИЕ В БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ, 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 2017 году составила 111 миллионов тенге. Кроме этого, АО «КоЖаН» оказывает благотворительную помощь детям инвалидам, ветеранам ВОВ, детским домам и малоимущим семьям. В 2017 году на благотворительные цели АО «КоЖаН» направило 5,1 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 Компании и насчитывает трех членов, из которых один председатель и один независимый директор. Председатель Совета

директоров избирается из числа его членов большинством голосов от общего числа членов Совета директоров 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.	—			
Наименование держателя	на 01.01.2017г.		на 31.12.2017г.	
	%	В тыс. тенге	%	в тыс. тенге
Акционерное Общество “Матен Петролеум”	100	10 748 046	100	10 748 046
Всего:	100	10 748 046	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».

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.

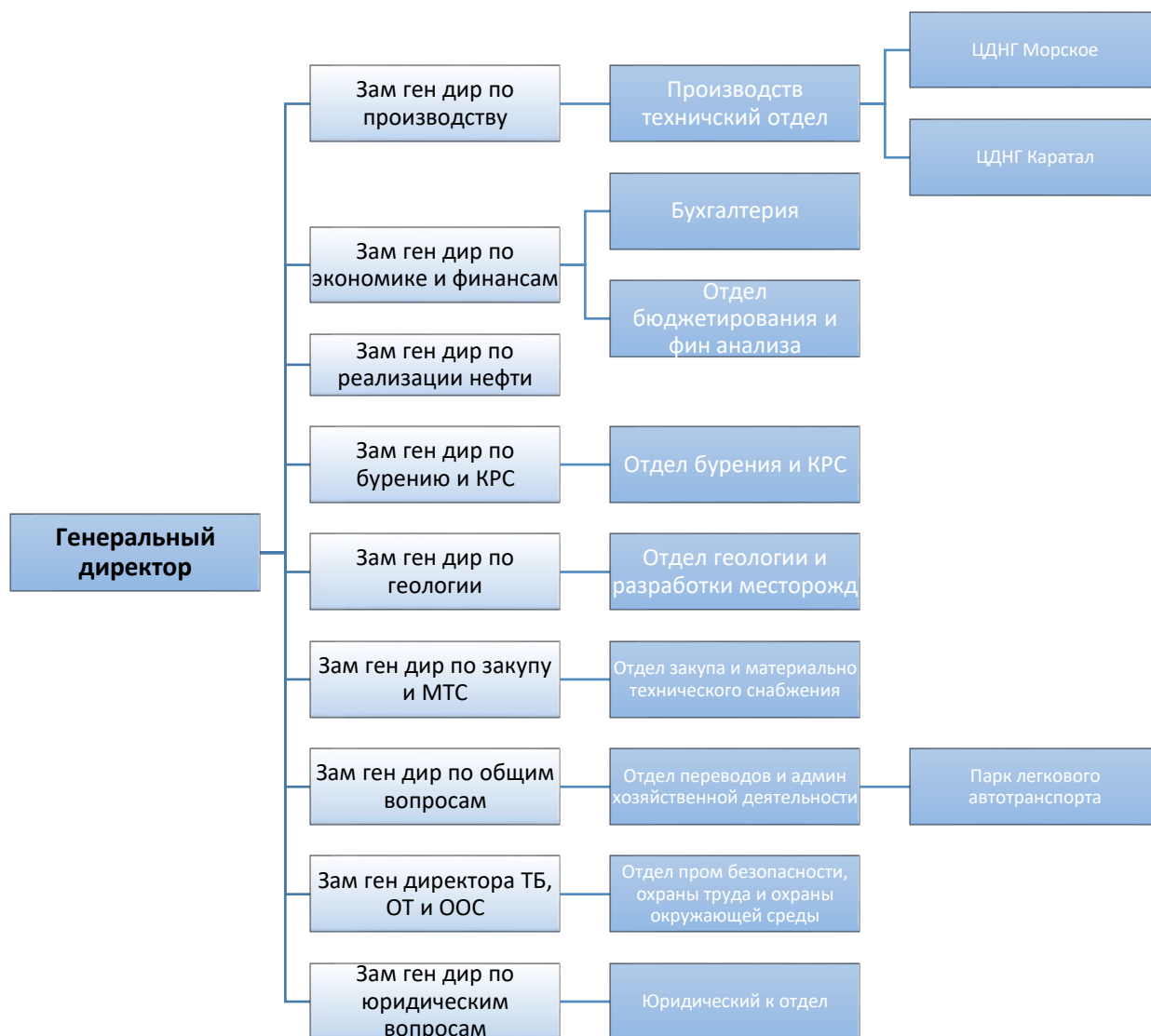
За 2017 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между 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 заняты 116 специалистов, из которых 35 являются инженерно–техническими работниками. Работа производственного персонала 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.

Wang Wentao (Ван Вэнтао), 19.12.1974 г.р.

Председатель Совета директоров. Дата вступления в должность 12.08.2015 г.

с 12.08.2015 г. по настоящее время – член Совета директоров АО «КоЖан».

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

с 11.10.2012 г. по 15.01.2014 г. - заместитель генерального менеджера компании “Hunan Hongyu Abrasive New Material Limited”.

с 16.01.2014 г. по настоящее время – руководитель Центральноазиатского отделения компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd”.

По совместительству другие должности не занимает.

Yu Longkun (Юй Лункунь), 18.09.1952 г.р.

Член Совета директоров. Дата вступления в должность 20.04.2017 г.

с 20.04.2017 г. по настоящее время – член Совета директоров – секретарь Совета директоров АО «КоЖаН».

с 04.08.2017 г. по настоящее время – генеральный директор АО «КоЖаН».

с 10.03.2009 г. по 19.04.2017 г. – главный инженер компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd”.

с 05.08.2005 г. по 09.03.2009 г. – заместитель главного инженера компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd.”.

По совместительству другие должности не занимает.

Zhang Zhengqing (Чжан Чжэнцин), 10.08. 1944 г.р.

Член Совета директоров (независимый директор). Дата вступления в должность 12.08.2015 г.

с 12.08.2015 г. по настоящее время - член Совета директоров (независимый директор) АО «КоЖаН».

с 01.01.1990 г. по 11.08.2015 г. – заместитель главного геолога компании “CNPC”.

с 01.07.1969 г. по 31.12.1989 г. – главный геолог компании “Shengli Oilfield Administration”.

По совместительству другие должности не занимает

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

ФИО	Владение акциями (простые акции), шт.
Wang Wentao	0
Yu Longkun	0
Zhang Zhengqing	0
ИТОГО:	0

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН.

Генеральный директор Общества.

Yu Longkun (Юй Лункунь), 18.09.1952 г.р.

Генеральный директор АО «КоЖаН». Дата вступления в должность - 04.08.2017 г.

Член Совета директоров – секретарь Совета директоров АО «КоЖаН» - с 20.04.2017 г. по настоящее время.

Главный инженер компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd” - с 10.03.2009 г. по 19.04.2017 г.

Заместитель Главного инженера компании “Geo-Jade Petroleum Corporation Ltd” - с 05.08.2005 г. по 09.03.2009 г.

По совместительству другие должности не занимает.

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ

В течение 2017 года Генеральный директор не владел акциями АО «КоЖаН».

8.6. КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИХ ФУНКЦИИ.

Комитеты совета директоров не создавались.

8.7. ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И АУДИТ.

Служба внутреннего аудита не формировалась.

8.8. ИНФОРМАЦИЯ О ДИВИДЕНДАХ.

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

По результатам деятельности Компании за последние три года, дивиденды не объявлялись и не выплачивались акционерам

Балансовая стоимость простой акции по состоянию на 31.12.2017г. составляет 2 408 тенге, базовая прибыль на акцию за 2017г. - 930 тенге.

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 2017 год, общая сумма вознаграждения и премии, выплаченного членам исполнительного органа АО «КоЖаН» состояла из заработной платы и производственной премии и составила 32.100 тысяч тенге. Вознаграждение членам Совета директоров в 2017 году 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.

В течение 2017 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.

Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости. В 2017 году Советом директоров был утвержден следующий документ:

- Изменения и дополнения в Проспект выпуска акций АО «КоЖаН» в связи с изменением места нахождения Общества.

Единоличным исполнительным органом, осуществляющим руководство текущей деятельностью АО «КоЖаН», является генеральный директор. Генеральный директор несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Генеральный директор отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО (АО) «КОЖАН»

финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 017 года

(с отчетом независимого аудитора)

СОДЕРЖАНИЕ

	Страница
ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА	
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	
Отчет о финансовом положении	1
Отчет о совокупном доходе	2
Отчет об изменениях в капитале	3
Отчет о движении денежных средств	4-5
Примечания к финансовой отчетности	6-40

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционеру АО «КоЖаН»

Мнение

Мы провели аудит финансовой отчётности АО «КоЖаН» («Организация»), состоящей из отчёта о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 г., отчёта о совокупном доходе, отчёта об изменениях в собственном капитале и отчёта о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечания к финансовой отчётности, включая краткий обзор основных положений учётной политики.

По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчётность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2017 г., 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 («Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием 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.

Ключевой вопрос аудита

Оценка запасов и ресурсов нефти и газа

Мы считаем, что данный вопрос является наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов углеводородов может оказать существенное влияние на результаты тестирования на предмет обесценения, а также на показатели износа, истощения и амортизацию и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Информация об оценке запасов и ресурсов нефти и газа раскрыта в Примечании 4 к финансовой отчётности в разделе существенных учетных оценках.

Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита

Мы выполнили процедуры по оценке компетентности, возможностей и объективности внешнего эксперта, привлеченного Организацией для оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Мы оценили предпосылки, используемые внешним экспертом, и сравнили их с макроэкономическими показателями, прогнозами добычи углеводородов, эксплуатационными затратами, капитальными вложениями и другими показателями, утвержденными руководством Организации. Мы сравнили оценки запасов и ресурсов с оценками, использованными в анализе резервов на обесценение, начислении износа, истощения и амортизации, а также обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Прочая информация, включённая в Годовой отчёт Организации за 2017 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчёте, но не включает финансовую отчётность и нашего аудиторского отчёта по ней. Ответственность за прочую информацию несёт руководство.

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

В связи с проведением нами аудита консолидированной 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 консолидированной финансовой отчётностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства за финансовую отчётность

Руководство Организации несёт ответственность за подготовку и достоверное представление указанной финансовой отчётности в соответствии 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, проведенный 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. Кроме того, мы выполняем следующее:

- ▶ 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 необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное 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 учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- ▶ Делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность 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 неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Организация утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.
- ▶ Проводим оценку представления финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли финансовая отчетность лежащие в ее 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 объеме 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 обо 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 ее сообщения.

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское отчёта независимого аудитора, – Пол Кон.

ТОО «Эрнст энд Янг»

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»

25 июня 2018 года



Динара Малаева
И. о. генерального директора
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 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Нефтегазовые активы	5	20.324.175	13.018.504
Основные средства	6	550.669	176.994
Разведочные и оценочные активы	8	2.149.427	2.048.830
Незавершённое строительство	7	10.812.683	9.794.909
Нематериальные активы		22.686	27.196
Отложенные налоговые активы	30	181.120	239.406
Прочие долгосрочные активы		811	-
Займы выданные	11	585.000	431.536
Денежные средства, ограниченные в использовании	15	502.667	379.381
		35.129.238	26.116.756
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	909.090	725.066
Торговая дебиторская задолженность	10	2.021.904	1.584.956
Займы выданные	11	3.107.050	165.413
Налоги к возмещению	12	1.466.720	2.781.228
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		144.374	-
Авансы выданные	13	951.640	588.089
Прочие краткосрочные активы	14	54.193	495.329
Денежные средства и их эквиваленты	15	315.326	424.631
		8.970.297	6.764.712
Итого активы		44.099.535	32.881.468
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал	16	10.748.046	10.748.046
Нераспределённая прибыль		15.153.140	5.171.541
		25.901.186	15.919.587
Долгосрочные обязательства			
Кредиты и займы	17	1.094.736	-
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	18	598.357	486.450
Прочие долгосрочные обязательства	19	1.719.765	1.918.535
		3.412.858	2.404.985
Текущие обязательства			
Кредиты и займы	17	1.095	-
Торговая кредиторская задолженность	20	11.706.967	13.206.837
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21	493.706	395.330
Авансы полученные	22	689.110	-
Корпоративный подоходный налог к уплате		-	182.500
Прочие налоги к уплате	23	1.894.613	772.229
		14.785.491	14.556.896
Итого капитал и обязательства		44.099.535	32.881.468
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	16	2.408	1.479

Юй Лункунь
Генеральный директор

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

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-40 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2017 год	2016 год
Доход от реализации продукции	24	28.808.219	14.655.121
Себестоимость реализованной продукции	25	(6.702.450)	(4.575.587)
Валовая прибыль		22.105.769	10.079.534
Расходы по реализации	26	(9.178.379)	(4.395.375)
Общие и административные расходы	27	(823.774)	(921.388)
Финансовые затраты	28	(207.718)	(333.571)
Финансовые доходы	29	597.073	26.180
Отрицательная курсовая разница, нетто		(44.254)	(7.149)
Прочие доходы, нетто		81.885	79.417
Прибыль до налогообложения		12.530.602	4.527.648
Расходы по подоходному налогу	30	(2.549.003)	(893.058)
Чистая прибыль за год		9.981.599	3.634.590
Прочий совокупный доход		-	-
Итого совокупный доход за год		9.981.599	3.634.590
Прибыль на акцию			
Базовая прибыль на акцию	16	0,93	0,34



Юй Лункунь
Генеральный директор

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


Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Акционерный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2016 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
Чистая прибыль за год	-	9.981.599	9.981.599
Итого совокупный доход за год	-	9.981.599	9.981.599
На 31 декабря 2017 года	10.748.046	15.153.140	25.901.186


 Юй Лункунь
 Генеральный директор


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


 Кусниденова Э.С.
 Главный бухгалтер

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2017 год	2016 год
Денежные потоки по операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		12.530.602	4.527.648
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	25, 26, 27	1.870.429	1.384.492
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов		515	1.266
Финансовые затраты	28	207.718	333.571
Финансовые доходы	29	(597.073)	(26.180)
Отрицательная курсовая разница, нетто		44.254	84.729
Восстановление резерва на обесценение дебиторской задолженности и авансов выданных	10, 13	38.691	5.898
Изменения в оценке долгосрочных обязательств		(15.132)	-
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		14.080.004	6.311.424
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		(1.196.778)	(1.015.555)
Изменения в налогах к возмещению		1.314.782	(1.670.894)
Изменения в товарно-материальных запасах		(184.024)	(423.702)
Изменения в прочих долгосрочных активах		(811)	-
Изменения в торговой кредиторской задолженности		11.950	1.579.765
Изменение в авансах полученных		689.110	-
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(253.460)	(456.422)
Изменения в прочих налогах к уплате		1.128.299	335.796
Поступление денежных средств от операционной деятельности		15.589.072	4.660.412
Подходный налог уплаченный		(2.778.817)	(786.943)
Выплата вознаграждения		(4.894)	(166.464)
Получение вознаграждения		223.119	-
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		13.028.480	3.707.005
Денежные потоки по инвестиционной деятельности			
Приобретение нефтегазовых активов		(15.201)	(272.809)
Приобретение основных средств		(117.951)	(21.591)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(527.611)	(112.976)
Затраты на незавершенное строительство		(11.630.678)	(1.756.892)
Приобретение нематериальных активов		(60)	(3.572)
Выдача займов		(8.747.194)	(581.536)
Погашение займов выданных		5.947.860	-
Размещенные депозиты на ликвидацию и восстановление месторождений		(84.193)	(122.149)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(15.175.028)	(2.871.525)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-40 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчётности.

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	<i>Прим.</i>	2017 год	2016 год
Денежные потоки по финансовой деятельности			
Получение займа		2.647.197	–
Погашение займа		(543.706)	(900.000)
Чистые денежные средства, (использованные) в / полученные от финансовой деятельности		2.103.491	(900.000)
Влияние изменения валютных курсов на денежные средства		(66.248)	(138.657)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		(109.305)	(203.177)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	15	424.631	627.808
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	15	315.326	424.631

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

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

Незавершённое строительство





В 2017 году приобретение незавершённого строительства на сумму 1.450.726 тысяч тенге было профинансировано за счёт уменьшения кредиторской задолженности (2016: 10.952.396 тысяч тенге).

Нефтегазовые активы

В 2017 году увеличение нефтегазовых активов в размере 151.814 тысяч тенге было за счёт увеличения обязательств по социальной инфраструктуре (2016: 429.923 тысяч тенге).

Разведочные и оценочные активы

В 2017 году Разведочные и оценочные активы в размере 427.014 тысяч тенге было за счёт увеличения кредиторской задолженности (2016: 413.710 тысяч тенге).

			
Юй Лункунь Генеральный директор		Мусин Р.А. Заместитель генерального директора по экономике и финансам	Кусниденова Э.С. Главный бухгалтер

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

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. Бактыгерей Құлманов, 105.

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 22 июня 2018 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И ИЗМЕНЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ КОМПАНИИ

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

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

Пересчёт иностранных валют

Функциональная валюта и валюта представления

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

Операции и сальдо счетов

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И ИЗМЕНЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ КОМПАНИИ (продолжение)**Пересчёт иностранных валют (продолжение)***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 2017 года составлял 332,33 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2017 года (в 2016 году: 333,29 тенге за 1 доллар США).

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 2017 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 2017 году, они не имели существенного влияния на годовую финансовую отчётность Компании. Характер и влияние каждого/(ой) нового/(ой) стандарта (поправки) описаны ниже:

Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчёт о движении денежных средств» – «Инициатива в сфере раскрытия информации»

Поправки требуют, чтобы организация раскрывала информацию об изменениях в обязательствах, обусловленных финансовой деятельностью, включая как изменения, обусловленные денежными потоками, так и изменения, не обусловленные ими (например, прибыль или убытки от изменения валютных курсов). Компания предоставила информацию как за текущий, так и за предшествующий сравнительный период в *Примечании 17*.

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

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать то, ограничивает ли налоговое законодательство источники налогооблагаемой прибыли, против которой она может делать вычеты при восстановлении такой вычитаемой временной разницы, связанной с нереализованными убытками. 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.

Компания применила поправки ретроспективно. Однако их применение не оказало влияния на финансовое положение и результаты деятельности Компании, поскольку Компания не имеет вычитаемых временных разниц или активов, которые относятся к сфере применения данных поправок.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов*Поправки к МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об участии в других организациях» – «Разъяснение сферы применения требований к раскрытию информации в МСФО (IFRS) 12»*

Поправки разъясняют, что требования к раскрытию информации в МСФО (IFRS) 12, за исключением описанных в пунктах В10-В16, применяются в отношении доли участия организации в дочерней организации, совместном предприятии или ассоциированной организации (или части доли в совместном предприятии или ассоциированной организации), которая классифицируется (или включается в состав выбывающей группы, которая классифицируется) как предназначенная для продажи. Данные поправки не применяются к Компании.

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

Ниже приводятся стандарты и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Компании. Компания намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

В июле 2014 года Совет по МСФО выпустил окончательную редакцию МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», которая заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и все предыдущие редакции МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три части проекта по учёту финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учёт хеджирования.

МСФО (IFRS) 9 вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. За исключением учёта хеджирования, стандарт применяется ретроспективно, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Требования в отношении учёта хеджирования, главным образом, применяются перспективно, с некоторыми ограниченными исключениями.

Компания планирует принять новый стандарт на предусмотренную дату вступления в силу и не будет пересчитывать сравнительную информацию. На отчётную дату Компания не завершила подробную оценку влияния всех трёх частей МСФО (IFRS) 9. Оценка может быть изменена вследствие более детального анализа или получения дополнительной обоснованной и подтверждаемой информации, которая станет доступной для Компании в 2018 году, когда Компания полностью применит МСФО (IFRS) 9.

(а) Классификация и оценка

Компания не ожидает значительного влияния на свой бухгалтерский баланс и собственный капитал при применении требований к классификации и оценке МСФО (IFRS) 9.

Торговая дебиторская задолженность и депозиты удерживаются для получения предусмотренных договором денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов.

Компания проанализировала характеристики предусмотренных договором денежных потоков по этим инструментам и пришла к выводу, что они отвечают критериям для оценки по амортизированной стоимости согласно МСФО (IFRS) 9. Следовательно, реклассифицировать данные инструменты не требуется.

(б) Обесценение

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Компания отражала по всем долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Компания будет применять упрощенный подход и отразит ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности.

(в) Учёт хеджирования

У Компании отсутствуют договора хеджирования.

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 года, а в апреле 2016 года были внесены поправки. Стандарт предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается 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. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года, или после этой даты; при этом допускается досрочное применение. Компания планирует использовать вариант модифицированного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В течение 2017 года Компания предварительно оценила влияние МСФО (IFRS) 15 и продолжила более детальный анализ в 2018 году.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)**

Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной 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 ассоциированной организации или совместному предприятию или вносится 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 ассоциированной организацией или совместным предприятием, признаются в полном объеме. Однако прибыль или убыток, которые возникают в результате продажи или вноса активов, не представляющих собой бизнес, признаются только в пределах долей участия, имеющихся у иных, чем организация, инвесторов в ассоциированной 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. Данный стандарт не применим к Компании.

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. Данный стандарт не применим к Компании.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

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

Арендаторы будут обязаны признавать процентный расход по обязательству по аренде отдельно от расходов по амортизации актива в форме права пользования. Арендаторы также должны будут переоценивать обязательство по аренде при наступлении 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.

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

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.

В 2018 году Компания продолжит оценивать возможное влияние МСФО (IFRS) 16 на свою финансовую отчётность.

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», новый всеобъемлющий стандарт финансовой отчётности для договоров страхования, который рассматривает вопросы признания и оценки, представления и раскрытия информации. Когда МСФО (IFRS) 17 вступит в силу, он заменит собой МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования», который был выпущен в 2005 году. МСФО (IFRS) 17 применяется ко всем видам договоров страхования (т.е. страхование жизни и страхование, отличное от страхования жизни, прямое страхование и перестрахование) независимо от вида организации, которая выпускает их, а также к определенным гарантиям и финансовым инструментам с условиями дискреционного участия. Имеется несколько исключений из сферы применения. Основная цель МСФО (IFRS) 17 заключается в предоставлении модели учёта договоров страхования, которая является более эффективной и последовательной для страховщиков. В отличие от требований МСФО (IFRS) 4, которые в основном базируются на предыдущих местных учётных политиках, МСФО (IFRS) 17 предоставляет всестороннюю модель учёта договоров страхования, охватывая все уместные аспекты учёта. В основе МСФО (IFRS) 17 лежит общая модель, дополненная следующим:

- Определённые модификации для договоров страхования с прямым участием в инвестиционном доходе (метод переменного вознаграждения).
- Упрощённый подход (подход на основе распределения премии) в основном для краткосрочных договоров.

МСФО (IFRS) 17 вступает в силу в отношении отчётных периодов, начинающихся 1 января 2021 года или после этой даты, при этом требуется представить сравнительную информацию. Допускается досрочное применение при условии, что организация также применяет МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 15 на дату первого применения МСФО (IFRS) 17 или до неё. Данный стандарт не применим к Компании.

Поправки к МСФО (IAS) 40 «Переводы инвестиционной недвижимости из категории в категорию»

Поправки разъясняют, когда организация должна переводить объекты недвижимости, включая недвижимость, находящуюся в процессе строительства или развития, в категорию или из категории инвестиционной недвижимости. В поправках указано, что изменение характера использования происходит, когда объект недвижимости начинает или перестает соответствовать определению инвестиционной недвижимости и существуют свидетельства изменения характера его использования. Изменение намерений руководства в отношении использования объекта недвижимости само по себе не свидетельствует об изменении характера его использования. Организации должны применять данные поправки перспективно в отношении изменений характера использования, которые происходят на дату начала годового отчётного периода, в котором организация впервые применяет поправки, или после этой даты. Организация должна повторно проанализировать классификацию недвижимости, удерживаемой на эту дату, и, если применимо, произвести перевод недвижимости для отражения условий, которые существуют на эту дату. Допускается ретроспективное применение в соответствии с МСФО (IAS) 8, но только если это возможно без использования более поздней информации. Поправки вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Допускается досрочное применение при условии раскрытия данного факта. Данные поправки не применимы к Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов (выпущены в декабре 2016 года)*

Данные усовершенствования включают следующие:

МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчётности» – удаление краткосрочных освобождений для организаций, впервые применяющих МСФО

Краткосрочные освобождения, предусмотренные пунктами E3-E7 МСФО (IFRS) 1, были удалены, поскольку они выполнили свою функцию. Данные поправки вступают в силу 1 января 2018 года. Данные поправки не применяются к Компании.

МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» – разъяснение того, что решение оценивать объекты инвестиции по справедливой стоимости через прибыль или убыток должно приниматься отдельно для каждой инвестиции

Поправки разъясняют следующее:

- Организация, которая специализируется на венчурных инвестициях, или другая аналогичная организация может принять решение оценивать инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Такое решение принимается отдельно для каждой инвестиции при первоначальном признании.
- Если организация, которая сама не является инвестиционной организацией, имеет долю участия в ассоциированной организации или совместном предприятии, являющихся инвестиционными организациями, то при применении метода долевого участия такая организация может решить сохранить оценку по справедливой стоимости, примененную ее ассоциированной организацией или совместным предприятием, являющимися инвестиционными организациями, к своим собственным долям участия в дочерних организациях. Такое решение принимается отдельно для каждой ассоциированной организации или совместного предприятия, являющихся инвестиционными организациями, на более позднюю из следующих дат: (а) дату первоначального признания ассоциированной организации или совместного предприятия, являющихся инвестиционными организациями; (б) дату, на которую ассоциированная организация или совместное предприятие становятся инвестиционными организациями; и (в) дату, на которую ассоциированная организация или совместное предприятие, являющиеся инвестиционными организациями, впервые становятся материнскими организациями.

Данные поправки применяются ретроспективно и ступают в силу 1 января 2018 года. Допускается досрочное применение. Если организация применит данные поправки в отношении более раннего периода, она должна раскрыть этот факт. Данные поправки не применимы к Компании.

Поправки к МСФО (IFRS) 4 «Применение МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» вместе с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования»

Данные поправки устраняют проблемы, возникающие в связи с применением нового стандарта по финансовым инструментам, МСФО (IFRS) 9, до внедрения МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», который заменяет собой МСФО (IFRS) 4. Поправки предусматривают две возможности для организаций, выпускающих договоры страхования: временное освобождение от применения МСФО (IFRS) 9 и метод наложения. Временное освобождение впервые применяется в отношении отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Организация может принять решение о применении метода наложения, когда она впервые применяет МСФО (IFRS) 9, и применять данный метод ретроспективно в отношении финансовых активов, классифицированных по усмотрению организации при переходе на МСФО (IFRS) 9. При этом организация пересчитывает сравнительную информацию, чтобы отразить метод наложения, в том и только в том случае, если она пересчитывает сравнительную информацию при применении МСФО (IFRS) 9. Данные поправки не применимы к Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)*****Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов (выпущены в декабре 2016 года) (продолжение)****Разъяснение КРМФО (IFRIC) 22 «Операции в иностранной валюте и предварительная оплата»*

В разъяснении поясняется, что датой операции для целей определения обменного курса, который должен использоваться при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или его части) при прекращении признания немонетарного актива или немонетарного обязательства, возникающих в результате совершения или получения предварительной оплаты, является дата, на которую организация первоначально признает немонетарный актив или немонетарное обязательство, возникающие в результате совершения или получения предварительной оплаты. В случае нескольких операций совершения или получения предварительной оплаты организация должна определять дату операции для каждой выплаты или получения предварительной оплаты. Организации могут применять данное разъяснение ретроспективно. В качестве альтернативы организация может применять разъяснение перспективно в отношении всех активов, расходов и доходов в рамках сферы применения разъяснения, первоначально признанных на указанную дату или после нее:

- (i) начало отчётного периода, в котором организация впервые применяет данное разъяснение; или
- (ii) начало предыдущего отчётного периода, представленного в качестве сравнительной информации в консолидированной финансовой отчётности отчётного периода, в котором организация впервые применяет данное разъяснение.

Разъяснение вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Допускается досрочное применение при условии раскрытия данного факта. Однако поскольку текущая деятельность Компании соответствует требованиям разъяснения, Компания не ожидает, что оно окажет влияние на ее финансовую отчётность.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределённость в отношении правил исчисления налога на прибыль»

Разъяснение рассматривает порядок учёта налога на прибыль, когда существует неопределённость налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12. Разъяснение не применяется к налогам или сборам, которые не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределёнными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- рассматривает ли организация неопределённые налоговые трактовки отдельно;
- допущения, которые организация делает в отношении проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток), налоговую базу, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- как организация рассматривает изменения фактов и обстоятельств.

Организация должна решить, рассматривать ли каждую неопределённую налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределёнными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределённости. Разъяснение вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускаются определённые освобождения при переходе. Компания будет применять разъяснение с даты его вступления в силу. Кроме того, Компания может быть вынуждена установить процедуры и методы получения информации, необходимой для своевременного применения разъяснения.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)***Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 годов*

Совет по МСФО опубликовал «Ежегодные усовершенствования МСФО: период 2015-2017 годов». Поправки влияют на следующие четыре стандарта:

- МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»;
- МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность»;
- МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль»;
- МСФО (IAS) 23 «Затраты по займам».

Разъяснение вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. В настоящее время Компания оценивает возможное влияние данных стандартов на финансовую отчётность.

МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» – налоговые последствия выплат по финансовым инструментам, классифицированным как капитал

Поправки разъясняют, что последствия по подоходному налогу для дивидендов больше связаны непосредственно с прошлыми транзакциями или событиями, которые генерируют распределяемую прибыль, чем с распределениями владельцам. Таким образом, предприятие признает последствия подоходного налога для дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в соответствии с тем, когда предприятие первоначально признало эти прошлые транзакции или события.

Предприятие применяет эти поправки к годовым отчётным периодам, начинающимся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Когда предприятие впервые применяет эти поправки, оно применяет их к последствиям подоходного налога для дивидендов, признанным в начале периода или в начале самого раннего сравнительного периода. В настоящее время Компания оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчётность.

МСФО (IAS) 23 «Затраты по займам» – затраты по займам, приемлемые для капитализации

В поправках разъясняется, что предприятие рассматривает в качестве части займов любые займы, первоначально созданные для разработки квалифицируемого актива, когда практически все виды деятельности, необходимые для подготовки этого актива для его предполагаемого использования или продажи, завершены. Предприятие применяет эти поправки к расходам по займам, понесенным в начале периода или после начала годового отчётного периода, в котором предприятие впервые применяет эти поправки. Предприятие применяет эти поправки к годовым отчётным периодам, начинающимся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. В настоящее время Компания оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчётность.

Поправки к МСФО (IFRS) 4 «Применение МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» вместе с МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования»

Данные поправки устраняют проблемы, возникающие в связи с применением нового стандарта по финансовым инструментам, МСФО (IFRS) 9, до внедрения МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», который заменяет собой МСФО (IFRS) 4. Поправки предусматривают две возможности для организаций, выпускающих договоры страхования: временное освобождение от применения МСФО (IFRS) 9 и метод наложения. Временное освобождение впервые применяется в отношении отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Организация может принять решение о применении метода наложения, когда она впервые применяет МСФО (IFRS) 9, и применять данный метод ретроспективно в отношении финансовых активов, классифицированных по усмотрению организации при переходе на МСФО (IFRS) 9. При этом организация пересчитывает сравнительную информацию, чтобы отразить метод наложения, в том и только в том случае, если она пересчитывает сравнительную информацию при применении МСФО (IFRS) 9. Данные поправки не применимы к Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)***Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 годов (продолжение)**«Статьи предоплаты с отрицательной компенсацией» – поправки к МСФО (IFRS) 9*

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, при условии, что денежные потоки по договорам являются «исключительно выплатами непогашенных сумм основного долга и процентов по основному долгу» (критерий SPPI) и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели для этой классификации.

Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив попадает под критерий SPPI независимо от события или обстоятельств, которые приводят к досрочному расторжению договора, и независимо от того, какая сторона платит или получает обоснованную компенсацию за досрочное расторжение договора. Обоснованием для принятия заключения относительно поправок разъясняется, что досрочное расторжение может возникнуть по условиям срока действия договора или из-за какого-либо события, не зависящего от воли сторон, например, изменения в законодательстве или регулировании, приводящего к досрочному расторжению договора.

Поправки предназначены для применения в тех случаях, когда сумма предоплаты приближается и почти равна непогашенным суммам основного долга и процентов, плюс или минус сумме, отражающая изменение базовой процентной ставки. Это означает, что предоплата по текущей справедливой стоимости или в сумме, которая включает справедливую стоимость расходов на прекращение связанного с ней инструмента хеджирования, обычно удовлетворяет критерию SPPI только в том случае, если другие элементы изменения справедливой стоимости, такие как результаты кредитного риска или ликвидности, малы. Скорее всего, расходы, связанные с прекращением своп операций (обмена) процентных ставок по «классическому финансовому инструменту», имеющему объект залога с целью минимизировать кредитные риски сторон, участвующих в обмене (своп операции), будут соответствовать этому требованию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. В настоящее время Компания оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчётность.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 22 «Операции в иностранной валюте и предварительная оплата»

В разъяснении поясняется, что датой операции для целей определения обменного курса, который должен использоваться при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или его части) при прекращении признания немонетарного актива или немонетарного обязательства, возникающих в результате совершения или получения предварительной оплаты, является дата, на которую организация первоначально признает немонетарный актив или немонетарное обязательство, возникающие в результате совершения или получения предварительной оплаты. В случае нескольких операций совершения или получения предварительной оплаты организация должна определять дату операции для каждой выплаты или получения предварительной оплаты. Организации могут применять данное разъяснение ретроспективно. В качестве альтернативы организация может применять разъяснение перспективно в отношении всех активов, расходов и доходов в рамках сферы применения разъяснения, первоначально признанных на указанную дату или после неё:

- (i) начало отчётного периода, в котором организация впервые применяет данное разъяснение; или
- (ii) начало предыдущего отчётного периода, представленного в качестве сравнительной информации в консолидированной финансовой отчётности отчётного периода, в котором организация впервые применяет данное разъяснение.

Разъяснение вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. Допускается досрочное применение при условии раскрытия данного факта. Однако поскольку текущая деятельность Компании соответствует требованиям разъяснения, Компания не ожидает, что оно окажет влияние на её финансовую отчётность.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)****Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)***Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 годов (продолжение)**Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределённость в отношении правил исчисления налога на прибыль»*

Разъяснение рассматривает порядок учёта налога на прибыль, когда существует неопределённость налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12. Разъяснение не применяется к налогам или сборам, которые не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределёнными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- рассматривает ли организация неопределённые налоговые трактовки отдельно;
- допущения, которые организация делает в отношении проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток), налоговую базу, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- как организация рассматривает изменения фактов и обстоятельств.

Организация должна решить, рассматривать ли каждую неопределённую налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределёнными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределённости. Разъяснение вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускаются определённые освобождения при переходе. Компания будет применять разъяснение с даты его вступления в силу. Кроме того, Компания может быть вынуждена установить процедуры и методы получения информации, необходимой для своевременного применения разъяснения.

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 инструменты (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 непроемлемые 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.

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 истёк; 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Финансовые инструменты (продолжение)*****Финансовые активы (продолжение)******Прекращение признания (продолжение)***

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.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта 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 счёта оценочного резерва. Если имевшее место ранее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признаётся как уменьшение финансовых затрат в отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Финансовые инструменты (продолжение)*****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.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся 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 определёнными 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**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.

Классификация активов и обязательств на текущие/долгосрочные

В 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Классификация активов и обязательств на текущие/долгосрочные (продолжение)

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 прямолинейным 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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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.

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 183.445 тенге в 2017 году в месяц за каждого работника (в 2016 году: 171.442 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**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 обязательств 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.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражаются по номинальной стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)**Займы**

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

Признание дохода

Компания реализует нефть в соответствии с краткосрочными соглашениями по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Обычно моментом перехода права собственности и признания доходов является тот момент, когда нефть физически загружена на борт или по системе магистрального трубопровода на узел учёта 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, независимого от того, когда денежные средств 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 предпосылок, 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 предпосылки, 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 обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

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

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

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства в отчёте о финансовом положении на 31 декабря 2017 года, составляли 5,5% и 8% соответственно (в 2016 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.

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 различия 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 2017 года составляла 1.088.076 тысяч тенге (в 2016 году: 894.079 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в *Примечании 30*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)**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 добычи 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 счёте, 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.

Условные активы и обязательства

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ***В тысячах тенге*

Первоначальная стоимость	
На 1 января 2016 года	11.781.599
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе	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
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	8.691.800
Поступления	311.509
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе (Примечания 18)	88.122
Выбытия	(121.349)
На 31 декабря 2017 года	25.625.349
Накопленный износ и истощение	
На 1 января 2016 года	(2.330.431)
Отчисления за год	(1.306.332)
На 31 декабря 2016 года	(3.636.763)
Отчисления за год	(1.773.760)
Выбытие износа	109.349
На 31 декабря 2017 года	(5.301.174)
Остаточная стоимость	
На 31 декабря 2016 года	13.018.504
На 31 декабря 2017 года	20.324.175

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.

В течение 2017 года нефтегазовые активы на сумму 919.927 тысячи тенге (2016 год: 1.105.030 тысяч тенге) амортизировались прямолинейным способом, общая сумма начисления за год составила 213.811 тысячи тенге (2016 год: 214.009 тысяч тенге).

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

Движение в основных средствах за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 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 2016 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
Поступления	8.614	31.760	–	39.874	80.248
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	386.008	33	–	–	386.041
Выбытия	(26.819)	(109.492)	(20.764)	(17.441)	(174.516)
На 31 декабря 2017 года	569.350	144.966	2.410	80.664	797.390
Накопленный износ					
На 1 января 2016 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)
Отчисления за год	(56.663)	(22.319)	(481)	(12.636)	(92.099)
Выбытия	26.819	109.441	20.764	16.977	174.001
На 31 декабря 2017 года	(161.253)	(57.262)	(1.968)	(26.238)	(246.721)
Остаточная стоимость					
На 31 декабря 2016 года	70.138	78.281	923	27.652	176.994
На 31 декабря 2017 года	408.097	87.704	442	54.426	550.669

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	9.794.909	1.440.462
Приобретения	10.114.297	12.625.245
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 5 и 6)	(9.077.841)	(4.270.798)
Выбытие	(18.682)	–
На 31 декабря	10.812.683	9.794.909

По состоянию на 31 декабря 2017 года на незавершённом строительстве 20 скважин, находящихся на стадии строительства и монтажных работ и 28 скважин по которым ведутся проектные работы (на 31 декабря 2016 года: незавершенное строительство включают 26 скважин, находящихся на стадии строительства и монтажных работ, с соответствующими оборудованями и материалами, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудованя, станки, трубы, нефтепроводы).

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	2.048.830	1.455.071
Приобретения	100.597	535.508
Дополнительный резерв по ликвидации и восстановлению месторождений и обязательства по социальной программе	-	52.987
Изменения в оценке (Примечание 18)	-	5.264
На 31 декабря	2.149.427	2.048.830

Поступления по разведочным и оценочным активам в течение 2017 года были представлены затратами по разведочным работам на месторождении Даулеталы.

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Готовая продукция – нефть	673.155	539.073
Сырьё и материалы	235.935	185.993
	909.090	725.066

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая дебиторская задолженность третьих сторон	2.021.904	1.584.956
	2.021.904	1.584.956

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
В долларах США	2.004.555	1.581.306
В тенге	17.349	3.650
	2.021.904	1.584.956

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 2016 года	1.584.956	1.584.956	-	-	-	-
31 декабря 2017 года	2.021.904	2.021.904	-	-	-	-

11. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ

На 31 декабря 2017 года, займы, выданные представляют собой займы АО «North Caspian Petroleum» (процентная ставка 18% и сроком до 31 декабря 2019 года) на сумму 1.326.068 тысяч тенге, и ТОО «Sozak Oil and Gas» (Созак Ойл энд Газ) (процентная ставка 18% и сроком до 21 августа 2018 года) на сумму 2.365.982 тысячи тенге.

Движение займов выданных представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	596.949	-
Поступление займов	8.747.194	581.536
Проценты начисленные	557.980	15.413
Погашение основного долга и процентов	(6.210.073)	-
На 31 декабря	3.692.050	596.949

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**12. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ**

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Налог на добавленную стоимость	1.429.049	2.770.765
Прочие	37.671	10.463
	1.466.720	2.781.228

13. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Предоплата за товары и услуги	965.321	599.978
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(13.681)	(11.889)
	951.640	588.089

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
По состоянию на 1 января	11.889	60.593
Начисление	38.691	5.898
Списание	(36.899)	(54.602)
По состоянию на 31 декабря	13.681	11.889

14. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Предоплата по обязательным платежам в бюджет	–	425.264
Краткосрочные расходы будущих периодов	54.167	64.374
Прочие	26	5.691
	54.193	495.329

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Деньги на счетах в банках, в тенге	14.450	630.220
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	802.623	173.791
Деньги в кассе	920	1
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(502.667)	(379.381)
	315.326	424.631

По состоянию на 31 декабря 2017 года Компания имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 502.667 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2016 года: 379.381 тысяча тенге). По данным средствам процентная ставка составляет 10% годовых (в 2016 году: 10% годовых). В соответствии с законодательством Республики Казахстан Компания аккумулируют денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (*Примечание 18*).

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

Компания разместила 10.748.046 штук именных простых акций с номинальной стоимостью 1.000 тенге на одну акцию (свидетельство о государственной регистрации выпуска ценных бумаг от 13 ноября 2014 года за № А5986). 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 течение года, закончившегося 31 декабря 2017 года.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов, прибыль на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Чистая прибыль за год	9.981.599	3.634.590
Прибыль, использованная для расчёта прибыли на акцию	9.981.599	3.634.590
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Прибыль на акцию	0,93	0,34

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Активы, всего	44.099.535	32.881.468
Нематериальные активы	(22.686)	(27.196)
Обязательства, всего	(18.198.349)	(16.961.881)
Итого чистые активы	25.878.500	15.892.391
Количество простых акций для расчёта прибыли на акцию	10.748.046	10.748.046
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	2.408	1.479

17. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ

На 31 декабря 2017 и 2016 годов кредиты и займы были представлены следующим:

<i>В тысячах тенге</i>	Валюта	Срок	Ставка вознаграждения	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
АО «Матен Петролеум»	Тенге	17 октября 2024 года	18%	1.095.831	–
Минус: краткосрочная часть				(1.095)	–
				1.094.736	–

В течение 2017 года Компания получила займ от Материнской Компании в размере 2.647.197 тысяч тенге (2016 год: ноль). В течении 2017 года Группа погасила основной долг в размере 543.706 тысяч тенге (2016 год: 900.000 тысяч тенге). Также Компания произвела взаимозачёт займов и кредиторской задолженности от Материнской Компании на сумму 1.012.426 тысяч тенге.

18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	486.450	367.164
Расходы по приросту обязательства с течением времени (Примечание 28)	38.917	29.372
Дополнительный резерв за год	88.122	109.439
Изменения в оценке	(15.132)	(19.525)
На 31 декабря	598.357	486.450

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 оставшимся 91 скважинам, пробуренным на месторождениях Морское, Огай, Каратал и Даулеталы по состоянию на 31 декабря 2017 года (31 декабря 2016 года: 69 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях, ожидаемые в 2034 году.

При расчёте резерва по ликвидации и восстановлению месторождений были использованы ставки инфляции, равной 5,5%, и ставки дисконтирования, равной 8%.

19. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Обязательства по историческим затратам	925.970	1.060.183
Обязательства по социальной программе	793.795	842.017
Прочие долгосрочные обязательства	-	16.335
	1.719.765	1.918.535

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 2016 года	520.879	1.197.324	1.718.203
Дополнительно начисленные обязательства	398.260	-	398.260
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 28</i>)	74.047	106.551	180.598
Изменения в оценке	-	(39.623)	(39.623)
Изменение от курсовой разницы	(21.185)	(24.444)	(45.629)
На 31 декабря 2016 года	972.001	1.239.808	2.211.809
Краткосрочная часть	(129.984)	(179.625)	(309.609)
На 31 декабря 2016 года	842.017	1.060.183	1.902.200
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 28</i>)	65.967	91.790	157.757
Изменение от курсовой разницы	(1.197)	(1.218)	(2.415)
На 31 декабря 2017 года	906.787	1.150.755	2.057.542
Краткосрочная часть (<i>Примечание 21</i>)	(112.992)	(224.785)	(337.777)
На 31 декабря 2017 года	793.795	925.970	1.719.765

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 2017 года данные обязательства деноминированы в долларах США и дисконтированы по ставке 8% (на 31 декабря 2016 года: 8%).

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
В тенге	11.706.967	13.201.898
В российских рублях	-	3.016
В долларах США	-	1.923
	11.706.967	13.206.837

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 2017 года	31 декабря 2016 года
Обязательства по историческим затратам (краткосрочная часть) (Примечание 19)	224.785	226.671
Обязательства по социальной программе (краткосрочная часть) (Примечание 19)	112.992	113.320
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	89.366	19.018
Прочие	66.563	36.321
	493.706	395.330

22. АВАНСЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Авансы полученные	689.110	-
	689.110	-

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов авансы полученные представляли собой суммы полученные от клиентов за поставку нефти.

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Рентный налог	1.214.054	352.143
Налог на добычу полезных ископаемых	608.733	348.986
Подоходный налог у источника выплаты	1.909	4.488
Социальный налог	3.830	1.439
Прочие налоги	66.087	65.173
	1.894.613	772.229

24. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Экспортные продажи сырой нефти	24.422.212	13.382.651
Внутренние продажи сырой нефти	4.386.007	1.272.470
	28.808.219	14.655.121

В течение 2017 года добыча сырой нефти составила 334.058 тонны (в течение 2016 года: 202.682 тонны), реализация составила 321.030 тонны нефти (2016 год: 176.011 тонн нефти).

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Налог на добычу полезных ископаемых	1.984.901	851.659
Износ и амортизация	1.797.357	1.299.091
Транспортные услуги и спец техники	915.188	990.802
Заработная плата и соответствующие налоги	682.602	661.347
Товарно-материальные запасы	479.446	307.144
Налог на имущество	211.821	136.818
Текущий ремонт и техобслуживание	162.165	140.318
Расходы по обслуживанию скважин	117.563	83.389
Услуги охраны	87.228	69.475
Геологические и геофизические работы	74.652	101.950
Питание	48.894	40.625
Электроэнергия	38.357	30.332
Страхование	3.901	5.711
Аренда	-	1.280
Изменения в запасах сырой нефти	(149.487)	(489.118)
Прочие расходы	247.862	344.764
	6.702.450	4.575.587

26. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Таможенные процедуры	3.438.917	1.746.275
Рентный налог	2.953.564	799.424
Подготовка и транспортировка нефти	2.380.705	1.509.387
Износ и амортизация	68.338	70.660
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	13.372	9.816
Прочие	323.483	259.813
	9.178.379	4.395.375

27. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Заработная плата и соответствующие налоги	464.781	487.909
Расходы по аренде	59.447	43.389
Обучение персонала	53.616	88.604
Налоги и другие платежи в бюджет	44.392	19.807
Товарно-материальные запасы	37.910	24.672
Социальная программа	35.928	36.353
Аудиторские, консультационные и информационные услуги	19.337	21.656
Командировочные и представительские расходы	17.979	23.501
Банковские услуги	6.967	6.260
Услуги связи	5.136	3.837
Износ и амортизация	4.734	14.741
Страхование	2.003	1.970
Охрана	1.530	4.943
Коммунальные услуги	-	2.028
Штрафы и пени	-	874
Прочие расходы	70.014	140.844
	823.774	921.388

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**28. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ**

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 19)	91.790	106.551
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 19)	65.967	74.047
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 18)	38.917	29.372
Расходы по вознаграждению	11.044	123.601
	207.718	333.571

29. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Процентный доход от выданного займа	557.980	13.762
Процентный доход по депозитам	39.093	12.418
	597.073	26.180

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

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

<i>В тысячах тенге</i>	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Расходы по текущему подоходному налогу	2.490.717	931.618
Итого расходы по текущему подоходному налогу	2.490.717	931.618
Расходы/(экономия) по отсроченному корпоративному подоходному налогу	58.286	(38.560)
Итого расходы/(экономия) по отсроченному подоходному налогу	58.286	(38.560)
Итого расходы по подоходному налогу	2.549.003	893.058

Сверка расходов по подоходному налогу в отношении прибыли до налогообложения, рассчитанных с использованием официальной ставки в размере 20% (в 2016 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 2017 года	За год, закончившийся 31 декабря 2016 года
Прибыль до налогообложения	12.530.602	4.527.648
Подоходный налог по установленной ставке 20%	2.506.120	905.530
Корректировки с целью учёта		
Курсовая разница по историческим затратам и социальным обязательствам	-	(190.546)
Невычитаемые расходы	42.883	178.074
Расходы по подоходному налогу	2.549.003	893.058

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**30. 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>	2017 год	Приходится на отчёт о совокупном доходе	2016 год	Приходится на отчёт о совокупном доходе	2015 год
Активы по отсроченному подоходному налогу					
Обязательства по историческим затратам и социальной программе	411.509	(36.952)	448.461	23.113	425.348
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	261.863	(6.270)	268.133	(4.516)	272.649
Налоги к уплате	395.566	239.495	156.071	73.367	82.704
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	19.138	(2.276)	21.414	(3.056)	24.470
	1.088.076	193.997	894.079	88.908	805.171
Обязательства по отсроченному подоходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(906.956)	(252.283)	(654.673)	(50.348)	(604.325)
	(906.956)	(252.283)	(654.673)	(50.348)	(604.325)
Чистые активы по отсроченному подоходному налогу					
	181.120	(58.286)	239.406	38.560	200.846

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 2017 года, согласно применяемому Компанией законодательству, срок перенесённых налоговых убытков в целях налогообложения истекает через 10 (десять) лет после того, как убытки были понесены. Следовательно, большая часть перенесённых налоговых убытков Компании, имеющих на 31 декабря 2017 года, истекают в целях налогообложения в 2015-2025 годах.

31. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Следующие балансы со связанными сторонами включённые в отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Займы полученные	1.095.831	-
Торговая кредиторская задолженность	4.915	-
Займы выданные	3.692.050	446.277

Следующие балансы со связанными сторонами включены в консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 года и 2016 года:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Финансовые доходы	557.980	13.762
Финансовые расходы	(4.894)	(123.601)

На 31 декабря 2017 года ключевой управленческий персонал состоял из девяти человек (31 декабря 2016 года: 3 человек). За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 года и 2016 года общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из заработной платы и единовременных выплат работникам и составила 85.597 тысяч тенге и 97.398 тысяч тенге, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактами на недропользование Компания обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контрактам на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Размер социальных обязательств оговорен в Контрактах на недропользование. Резерв по таким обязательствам отражен в финансовой 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 2017 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 2017 года на внутренний рынок было поставлено 106.600 тонн сырой нефти (48% от общего объема реализации). Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2017 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)**Прочие условные обязательства***Договорные обязательства по контракту на недропользование*

У Компании имеются обязательства по контракту о геологоразведке и оценке, включающие в себя периодический обзор действия государственных органов по отношению к требованию к Контрактам. Несоблюдение условий Контракта может привести к штрафам, пеням, приостановлению или отмене Контракта.

Операционная среда

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала 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.

Налогообложение

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

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

Вопросы охраны окружающей среды

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

Юридические вопросы

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

33. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

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

Кредитный риск

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

В течение 2017 и 2016 годов Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2017 году доходы от Euro-Asian Oil SA составили 42% (в 2016 году: доходы от Euro-Asian Oil SA составили 91%) от общего дохода Компании.

Риск процентной ставки

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

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)**33. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)****Валютный риск**

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

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

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

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

<i>В долларах США</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Активы	2.020.469	1.755.097
Обязательства	(2.094.049)	(2.307.173)
Чистая балансовая позиция	(73.580)	(552.076)

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 10/(10)% (в 2016 году: 13/(13)%).

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 10/(10)% по сравнению с действующими курсами (в 2016 году: 13/(13)%).

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 10% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 10% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2016 году: увеличение/(уменьшение) на 13/(13)%).

	За год, закончившийся 31 декабря 2017 года		За год, закончившийся 31 декабря 2016 года	
	Тенге / доллар США +10%	Тенге / доллар США -10%	Тенге / доллар США +13%	Тенге / доллар США -13%
Чистый доход/(убыток)	(7.358)	7.358	(71.770)	71.770

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 2017 года Компания считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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

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

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2018 году добыча нефти планируется на уровне 515 008 тонн. Для обеспечения данного объема добычи, в 2018 году запланировано бурение 22 дополнительных оценочных и эксплуатационных скважин. На существующих скважинах запланированы следующие мероприятия: испытание и освоение, капитальный ремонт скважин, воздействие на призабойные зоны, ввод добывающих скважин из консервации, перевод скважин из фонтанного на механизированный способ добычи нефти.

В 2018 году запланировано завершение работ реконструкции ПСиПН Морское с целью увеличения производительности подготовки нефти до 700 000 тонн в год. Дополнительно к производственным работам Компанией рассматривается возможность проведения поисковых работ с целью обнаружения новых нефтегазоперспективных объектов и расширения ресурсной территории месторождений.

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Обращение руководства	1
2. Информация о компании.	2
2.1 АО КоЖаН.....	2
2.2 Дочерние и зависимые организации	2
2.3 Производственная структура	2
2.4 Информация о запасах	5
3. Основные события отчетного года.	5
4. Операционная деятельность.....	6
4.1. Анализ нефтегазовой отрасли, макро-микроэкономические изменения	6
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи	7
4.3. Информации о продукции и реализации добываемой нефти	9
4.4. Стратегия деловой активности	10
5. Финансово-экономические показатели.	10
5.1. Факторы, обусловившие расхождение плановых и фактических результатов	10
5.2. Анализ финансовых результатов	11
5.3. Финансовые показатели.....	13
6. Анализ рисков и управления рисками.	14
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды.	15
7.1. Система организации труда работников	15
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная	16
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах, мероприятиях	16
8. Корпоративное управление.	16
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов.	16
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании	17
8.3. Организационная структура.....	17
8.4. Совет директоров.....	18
8.5. Исполнительный орган.....	19
8.6. Комитеты совета директоров и их функции.	20
8.7. Внутренний контроль и аудит.....	20

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

8.8. Информация о дивидендах.....	20
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	20
8.10. Информация о вознаграждениях.	20
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	21
9. Финансовая отчетность.....	22
10. Основные цели и задачи на следующий год.	68
11. Дополнительная информация.	69
11.1. Оглавление	69
11.2. Глоссарий.....	70
11.3. Контактная информация.	71

11.2. ГЛОССАРИЙ.

АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
барр.	Баррель
КТК	Каспийский Трубопроводный Консорциум - нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок
НДПИ	Налог на добычу полезных ископаемых
НПС	Нефтеперекачивающая станция
ОПЕК	Организация стран — экспортёров нефти (англ. The Organization of the Petroleum Exporting Countries; сокращённо ОПЕС)
ПСИПН	пункта сбора и подготовки нефти
ПССН	Пункт сбора и сдачи нефти
РВС	Резервуар вертикальный стальной
Узень – Атырау – Самара (УАС)	Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию
ЭТП	Экспортная таможенная пошлина

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

АО «Кожан», 060011, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Бақтыгерей Құлманов 105

Телефон: +7 (7122) 76-66-66;

Факс: +7 (7122) 76-66-66

E-mail: reception@kozhan.kz

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО (запросы акционеров, институциональных инвесторов)

Саргунанова Лаззат Рамазановна – начальник Отдела бюджетирования и финансового анализа

Телефон: +7 (7122) 76-66-66 (вн. 430)

E-mail: lazzat.sargunanova@kozhan.kz

Кусниденова Эльмира Сериккалиевна – главный бухгалтер

Телефон: +7 (7122) 76-66-66 (вн. 306)

E-mail: e.kusnidenova@matenpetroleum.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

Веб сайт: www.ey.com

РЕГИСТРАТОР

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

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

Телефон: +7 (727) 272-4760;

Факс: +7 (727) 272-4760;

Веб сайт: www.tisr.kz