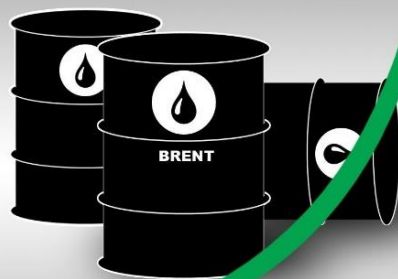


2017



ГODOBOЙ OТЧEТ

АО «Матен Петролеум»

г. Атырау

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.



Повышение средних мировых цен на нефть в 2017 году по сравнению с предыдущим годом позволило нам в истекшем году продолжить инвестирование в бурение новых скважин. Добыча из новых скважин компенсировало естественное падение добычи нефти из старого фонда, что в целом по месторождениям АО «Матен Петролеум» позволило добиться небольшого увеличения добычи за год.

Нашей 100% дочерней компанией АО «КоЖаН» было успешно пробурено 22 новых скважин. Добыча по каждой из пробуренных скважин дало результаты превышающие плановые цели. Все это позволило увеличить вложения в основной капитал, сохранить социальную стабильность в тяжелый период и индексировать заработную плату персоналу.

Мы так же продолжаем практику применение инновационных путей разработки месторождений. В дополнение к применяемым в последние годы технологиям одновременно-раздельной эксплуатации скважин и бурения горизонтальных скважин, в истекшем году впервые в практике компании в четырех скважинах были пробурены боковые стволы. Начали испытание новых нагнетательных насосов для закачки воды в пласт для поддержки пластового давления. Ввели в эксплуатацию новую противопожарную систему в пункте сдачи нефти в магистральный нефтепровод. Компания продолжает уделять большое внимание улучшению условий труда работников. Обновляются транспортная техника для обслуживания персонала. Вводится система мотивации по показателям достижения целей.

Желаю успехов нашим сотрудникам в текущем году и достижения стратегической цели – консолидированной добычи более одно миллиона тонн в год совместно с дочерней компанией АО «КоЖаН».

С уважением

СЯО ХУАНЬЦИНЬ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

2. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ.

2.1 АО МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ

Акционерное Общество «Матен Петролеум» (далее «Компания», «Общество» или «Матен Петролеум») учреждено в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сентябре 2010г. (свидетельство о государственной регистрации №105602-1910-АО от 03.09.2010 г.).

19 сентября 2011 г. Общество приобрело 100% доли участия в ТОО «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» у АО «ОрдабасыМунайГаз». В конце 2012 г. акционерами и менеджментом Компании было принято решение о консолидации операционной и коммерческой деятельности Компании на базе единого юридического лица - АО «Матен Петролеум». В связи с этим в период с конца 2011г. по начало 2012г. Общество приобрело у ТОО «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» права недропользования по контрактам на месторождения Кара-Арна, Восточная Кокарна и Матин, а также основную часть прочих нефтегазовых активов. ТОО «Арнаойл» и ТОО «СП «Матин» были реализованы третьему лицу и в последующем ликвидированы. В конце 2012 г. головной офис Компании был перерегистрирован в г. Атырау и было создано представительство в г. Алматы.

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

На 31 декабря 2016 года акционерами Компании являются:

1. «SINO-SCIENCE NETHERLANDS ENERGY CROUP B.V» - 95% от общего числа размещенных простых акции;
2. Аблазимов Бахаридин Нугманович - 5% от общего числа размещенных простых акции.

Компания владеет следующими нефтегазовыми активами:

- контракт на недропользование №230 от 07.09.1998 г. по добыче углеводородного сырья на нефтяном месторождении Кара-Арна в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть) от 19.02.1998 г.
- контракт на недропользование № 223 от 28.08.1998 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Восточная Кокарна в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии ГКИ № 1015 (нефть) от 19.02.1998 г. в пределах блока XXIX-14-B (частично)
- контракт на недропользование № 41 от 02.07.1996 г. на осуществление разработки нефтегазового месторождения Матин в Атырауской области в соответствии с Лицензией серии МГ № 290-Д (нефть) от 29.05.1997 г.

Юридический адрес Компании: 060005, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Бақтыгерей Кулманова, 105.

Среднее число работников по состоянию на 31 декабря 2017 года составляет 447 человек.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

2.2 ДОЧЕРНИЕ И ЗАВИСИМЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ

12 августа 2015 года Компания приобрела 100% акций АО «КоЖаН» (далее - «Дочерняя организация»). Дочерняя организация была образована 28 апреля 2001 года как ТОО «КоЖаН» в соответствии с законодательством Республики Казахстан и 16 октября 2014 года реорганизована в Акционерное Общество «КоЖаН».

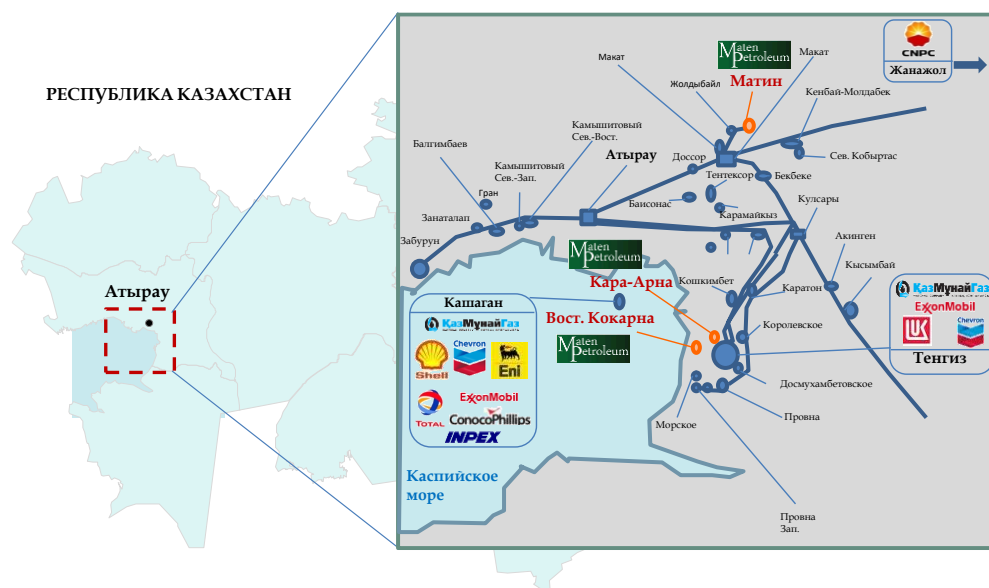
Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы, которые расположены в Атырауской области:

- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1103 по нефтяному месторождению Морское, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1102 по нефтяному месторождению Даулеталы, действующий до 17 февраля 2034 года. Нефтяное месторождение находится на стадии разведки до 17 февраля 2016 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов №1104 по нефтяному месторождению Каратал, действующий до 17 февраля 2034 года.

Среднее число работников по состоянию на 31 декабря 2017 года составляет 205 человек.

2.3 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА

На карте ниже показано расположение производственных объектов АО «Матен Петролеум».



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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

2.4 ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ

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

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
Кара-Арна	Добыча	232,3	33,43	41,79	19.02.2023г.
Кокарна Вост.	Разведка и добыча	76,2	16,29	24,62	01.01.2028г.
Матин	Добыча	127,6	17,13	23,14	13.10.2020г.
ВСЕГО		436,1	66,85	89,55	

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.

По АО «Матен Петролеум», при годовом плане 450 075 тонн нефти, в 2017 году добыто 436 046 тонн.

По месторождению Кара-Арна планировалась добыча нефти 236 888 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 201 945 тонн;
- за счет ГТМ 10 139 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 10 скважин с добычей 24 804 тонн.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

Фактически было добыто 232 246 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 203 717 тонн;
- за счет ГТМ 16 577 тонн;
- ввода 7 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 11 952 тонн.

По месторождению Восточная Кокарна планировалась добыча нефти 84 017 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 78 967 тонн;
- за счет ГТМ 3 761 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 1 скважины с добычей 1 289 тонн.

Фактически за год было добыто 76 237 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 72 666 тонн;
- за счет ГТМ 3 425 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 1 скважины с добычей 146 тонн.

По месторождению Матин планировалась добыча нефти 129 170 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 113 606 тонн;
- за счет ГТМ 4 763 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 8 скважин с добычей 10 801 тонн.

Фактический за год было добыто 127 563 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 118 078 тонн;
- от за счет ГТМ 3 202 тонн;
- от ввода 6 скважин из эксплуатационного бурения с дополнительной добычей 6 283 тонн.

В 2017 году пробурена скважина №13М в которой были получен промышленные притоки нефти, что вместе с ранее пробуренными разведочными скважинами №№12М, 16М послужило основанием для прироста запасов нефти Восточного и Южного крыла месторождения. Прирост запасов нефти составил геологических 2 925 тыс. тонн, извлекаемых 735 тыс. тонн по промышленной категории. На месторождении Кара-Арна в результате прироста запасов Северного поля Западного крыла и грабена Южного поля Западного крыла прирост запасов нефти составил геологических 1 310 тыс. тонн, извлекаемых 171 тыс. тонн по промышленной категории. Таким образом суммарный прирост запасов компании составил геологических 4 235 тыс. тонн, извлекаемых 906 тыс. тонн по промышленной категории.

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, составляющую 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 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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

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

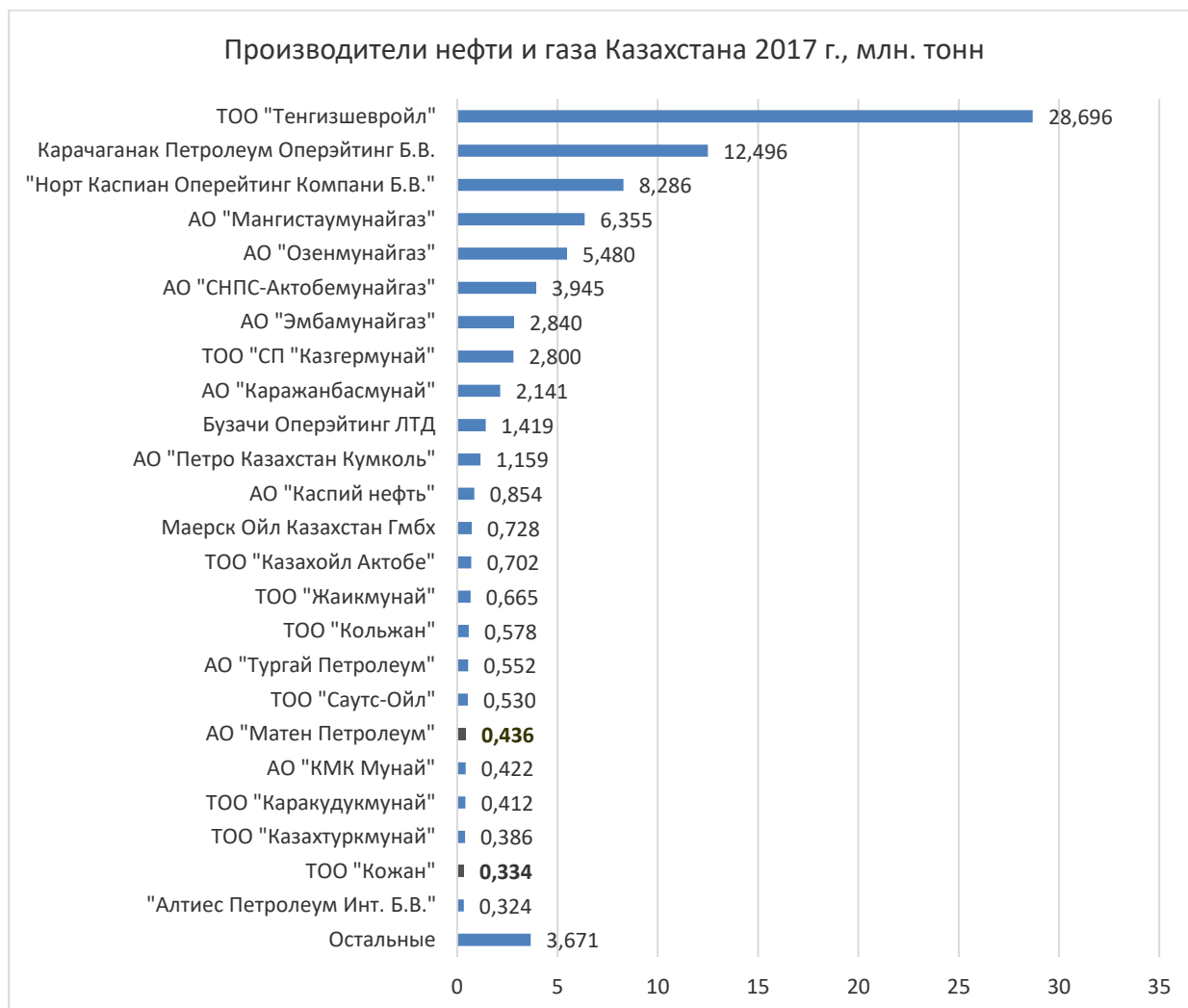
Доля АО «Матен Петролеум» и АО «Кожан» в годовой добыче нефти в Казахстане за 2017 год составляет 0,9%. Компании занимают 19 и 23 места по добыче за прошлый год (436 тыс. тонн и 334 тыс. тонн соответственно).

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 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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017



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.

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).

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

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.

Zhaikmunaï 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 малодебетными. 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

Выгодное географическое расположение активов Компании и развитая нефте-транспортная инфраструктура в Атырауской области обеспечивают наличие надежных каналов сбыта продукции. Компания реализует нефть как на внешнем, так и на внутреннем рынках.

До мая 2017 года экспорт нефти осуществлялся через КТК, к которому месторождения имеют прямой выход, с дальнейшей перевалкой через отдельный морской терминал КТК, расположенный в г. Новороссийск. Начиная с июня месяца 2017 года поставки нефти на экспорт осуществляются по нефтепроводу Атырау-Самара далее по системе АК «Транснефть» до портов Черного и Северного морей.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

Нефть, реализованная, на внутреннем рынке доставляется по внутренним нефтепроводам до покупателя и, как правило, перерабатывается на АНПЗ. За 2017 год поставка на внутренний рынок составила около 10,5 % от объема добычи нефти.

Основным покупателем экспортной нефти Компании в 2017 году являлся Vitol Central Asia S.A., с которым был заключен долгосрочный контракт на поставку нефти. Покупателями на внутреннем рынке являются ТОО «Премиум Холдинг» и ТОО «Альяда Group».

4.4. СТРАТЕГИЯ ДЕЛОВОЙ АКТИВНОСТИ

Основной стратегической задачей руководства Компании на ближайшие годы является достижение консолидированной добычи на месторождениях компании АО «Матен Петролеум» и АО «КоЖаН» одного миллиона тонн в год. Для это Компания четко придерживаться плана капитальных вложений, предусмотренных проектными решениями по разработке месторождений. В первую очередь это касается своевременного ввода новых скважин из бурения. Вторая, не менее важная задача, стоящая перед менеджментом Компании, поддержание активов в рабочем состоянии позволяющим обеспечить ежегодную добычу нефти на уровне обозначенной в стратегии компании на ближайшие годы.

Отдельным направлением производственной деятельности Компании является продолжение работ по до разведке месторождений с целью увеличения ресурсной базы и внедрение новых технологии в производство и бурение скважин.

5. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

5.1. ФАКТОРЫ, ОБУСЛОВИВШИЕ РАСХОЖДЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ

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

Объем добычи нефти Компании за 2017 год составил 436 046 тонн – что на 3,1% меньше планового показателя. Невыполнению плана добычи нефти АО «Матен Петролеум» способствовало ряд нижеследующих причин:

- по месторождению Кара-Арна причинами невыполнения плана добычи нефти, являлись невыполнение плана бурения эксплуатационных скважин, обводнение скважин (конус воды, заколонные перетоки, нарушения в эксплуатационных колоннах), отключение электроэнергии, а также неблагоприятные погодные условия не позволившие оперативно устранять те или иные неисправности (снег, слякоть бездорожье);

-по месторождению Кокарна Восточная причинами невыполнения плана добычи нефти, являлись резкое увеличение обводненности скважин, нарушения в эксплуатационных колоннах, а также неблагоприятные погодные условия не позволившие оперативно устранять те или иные неисправности (снег, слякоть бездорожье);

ГODOVОЙ ОТЧЕТ 2017

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

В течении 2017 года планировалось пробурить 19 эксплуатационных скважин, фактически было пробурено 14 скважин.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Производственно-финансовые показатели АО «Матен Петролеум» без учета дочерних компаний.

Наименование	Ед.изм.	2015	2016	2017
ДОБЫЧА	тонна	494 739	427 331	436 046
<i>Темп роста / падения</i>	%	-7,0%	-13,6%	2,0%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	33 200	37 270	52 095
<i>Темп роста / падения</i>	%	-45,5%	12,3%	39,8%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-10 229	-9 620	-11 269
<i>Темп роста / падения</i>	%	-16,4%	-6,0%	17,2%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-15 128	-14 011	-20 511
<i>Темп роста / падения</i>	%	-41,6%	-7,3%	46,4%
ЕБИТДА	млн. тенге	10 977	16 556	23 583
<i>маржа EBITDA</i>	%	33,1%	44,4%	45,27
НОРАТ	млн. тенге	5 074	10 778	16 340
<i>маржа NOPAT</i>	%	15,3%	28,92%	31,37%
Свободный денежный поток	млн. тенге	5 456	6 530	13 995
Капитальные затраты	млн. тенге	2 753	7 164	5 470

Объемы продаж и цены реализации нефти.

Наименование		2015	2016	2017
Объем реализации нефти	тонн	487 502	417 503	453 463
Экспортные продажи	тонн	378 002	333 003	407 463
Внутренние продажи	Тонн	109 500	84 500	46 000
Цена реализации нефти				
Цена экспорт КТК	тенге/тонна	88 150	113 758	127 558
то же в валюте реализации	долл.США/тонна	50,46	42,07	52,22
Цена внутренний рынок	тенге/тонна	16 393	23 308	40 249
Выручка		33 200	37 270	52 095
Экспортные продажи нефти	млн. тенге	33 321	37 882	51 975
Внутренние продажи нефти	млн. тенге	1 795	2 223	1 851
Удержания за качество нефти	млн. тенге	-1 916	-2 835	-1 732

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

Производственные расходы (млн. тенге):

Наименование	2015	2016	2017
Себестоимость	-10 229	-9 620	-11 269
Износ и амортизация	-3 074	-2 853	-3 055
НДПИ	-1 605	-1 814	-2 435
Страхование	-840	-142	-88
Заработная плата и соответствующие налоги	-1 642	-1 680	-1 824
Товарно-материальные запасы	-547	-545	-574
Электроэнергия	-599	-470	-472
Текущий ремонт и техобслуживание	-296	-377	-384
Геологические и геофизические работы	-130	-177	-227
Питание	-197	-205	-209
Расходы по обслуживанию скважин	-55	-272	-56
Аренда и услуги охраны	-437	-547	-647
Бонус коммерческого обнаружения	-45	-	-
Прочие расходы	-634	-793	-835
НИОКР	-222	-56	-35
Изменения в запасах сырой нефти	94	311	428

Наименование	2015	2016	2017
Расходы по реализации	-13 462	-12 144	-17 977
Рентный налог	-3 430	-1 889	-5 578
Подготовка и транспортировка нефти	-4 545	-5 685	-5 735
Таможенные процедуры	-5 232	-4 432	-6 443
Демередж	-190	-87	-118
Тех потери при транспортировке нефти	-13	-31	-47
Износ и амортизация	-8	-1	-
Прочие	-44	-19	-56

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

Наименование	2015	2016	2017
Общие и административные расходы	-1 666	-1 867	-2 535
Заработная плата и соответствующие налоги	-997	-858	-1 874
Командир и представ расходы	-66	-66	-99
Расходы по аренде	-24	-131	-8
Спонсорская помощь	-14	-4	-4
Обучение персонала	-96	-83	-89
Консультационные услуги	-66	-94	-40
Материалы	-18	-	-30
Износ и амортизация	-53	-63	-69
Охрана	-13	-	-11
Страхование	-3	-3	-3
Налоги другие платежи в бюджет	-70	-470	-37
Услуги связи	-19	-	-18
Банковские услуги	-52	-	-15
Коммунальные услуги	-4	-	-12
Штрафы и пени	-6	-	-2
Прочие	-165	-95	-224

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Финансовые показатели по Группе Компаний.

Показатель	На 31.12.2015	На 31.12.2016	На 31.12.2017
Уставный капитал, млн. тенге	80	80	80
Собственный капитал, млн. тенге	-50 843	-41 616	-24 181
Совокупные активы, млн. тенге	143 951	156 208	175 534
Объем продаж, млн. тенге	37 684	51 925	81 804
Валовый доход, млн. тенге	25 784	36 973	62 345
Чистая прибыль, млн. тенге	-66 679	9 228	17 435
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	-6 364	-5 209	-3 029
ROA	-46,3%	5,9%	9,9%
ROE	-	-	-
ROS	68,4%	71,2%	76,2%

Для инвестиционных целей в 2015 году Компанией были привлечены заемные средства в сумме 430 млн. долларов США. В связи с резкой девальвацией тенге к концу 2015 в начале 2016 года, Компанией успешно проведена реструктуризация займа в части пролонгации периодов погашения основного долга. Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств по текущей операционной деятельности.

6. АНАЛИЗ РИСКОВ И УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ.

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

ТОВАРНО-ЦЕНОВОЙ РИСК

Товарно-ценовой риск – это риск, при котором изменения в рыночных ценах на продукты Компании (нефть) будут отрицательно влиять на текущие или будущие доходы Компании. В течение 2017 года инструменты хеджирования цен на нефть не использовались.

КРЕДИТНЫЙ РИСК

Компания подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток. Кредитный риск Компании в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью. В течение 2017 Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента (Vitol Central Asia S.A. - 96,6% от общего дохода Компании), в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска.

РИСК ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКИ

Риск процентной ставки определяется как риск возможного изменения стоимости финансового инструмента в связи с неблагоприятными изменениями процентных ставок. В настоящее время данный риск Компании связан с привлечением кредита на основе плавающей процентной ставки – Либор. Компания не ограничивает влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

ВАЛЮТНЫЙ РИСК

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

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

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

Компания принимает на себя риск, связанный с влиянием колебаний официальных курсов Национального Банка Республики Казахстан на финансовое положение и потоки денежных средств.

РИСК ЛИКВИДНОСТИ

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

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 Кампании в результате природных бедствий и технологических аварий. Компания на ежегодной основе заключает со страховыми компаниями договора, помимо обязательных, на добровольные виды страхования имущества, выхода скважин из-под контроля, гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

7.1. СИСТЕМА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА РАБОТНИКОВ

По состоянию на конец 2017 года в Компании работало 447 человек, из которых 351 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 98%.

Компанию возглавляет команда профессиональных менеджеров, обладающих обширным опытом работы в нефтегазовом секторе Республики Казахстан, в том числе в крупнейших компаниях региона.

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

Расходы на обучение персонала в 2017 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 106,7 миллионов тенге. В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышение профессионального уровня работников. Несчастных случаев в производстве в 2017 году не было. Работники нефтепромыслов полностью обеспечены спецодеждой и обувью, средствами индивидуальной защиты. Для работников на нефтяном месторождении действует столовая с 3-х разовым бесплатным питанием. Жилые помещения (общежитие вахтового поселка) отвечают современным требованиям условий проживания.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

7.2. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИИ, ПРИРОДООХРАННАЯ

Особое внимание Компания уделяет выполнению требований законодательства в области охраны окружающей среды, утилизации отходов производства, рекультивации загрязненных земель и экологического мониторинга. Производственные отходы, твердые бытовые отходы и сточные воды с предприятия вывозятся, и утилизируются по договору с подрядными организациями. Весенний период проводятся работы по озеленению территории резервуарного парка и вахтового городка. В 2017 году были посажены саженцы в количестве 200 штук. По программе экологического контроля проведен экологический мониторинг на объектах на сумму 12 миллионов тенге.

Согласно плана природоохранных мероприятий по охране окружающей среды для объектов АО «Матен Петролеум», утвержденного Департаментом экологии по Атырауской области на 2014 – 2017 годы, в 2017 году на выполнение природоохранных мероприятий израсходовано 112,5 миллионов тенге.

7.3. УЧАСТИЕ В БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫХ И СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ, МЕРОПРИЯТИЯХ

По условиям контракта на недропользование АО «Матен Петролеум» участвует в социально-экономическом развитии региона и его инфраструктуры. Всего в 2017 году на эти цели было отчислено 19 миллиона тенге. Также по мере обращения, предприятие оказывает спонсорскую помощь благотворительным учреждениям, детским домам и организациям связанных с благотворительностью. Участвует в поддержке ветеранов ВОВ и пенсионеров. За 2017 год на спонсорскую помощь и благотворительность было отчислено 3,3 миллиона тенге.

8. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.

8.1. ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ ПРИНЦИПОВ

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

Высшим корпоративным органом является Общее собрание акционеров.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества и насчитывает шесть членов, из которых один председатель и два независимых директора. Председатель Совета директоров избирается из числа его членов большинством голосов от общего числа членов Совета директоров Общества открытым голосованием.

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляются Генеральным директором.

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ

Акционерный капитал, тыс. тенге					80 000
Количество объявленных простых акций, шт.					15 000
Количество объявленных привилегированных акций, шт.					—
Количество размещенных простых акций, шт.					8 000
Количество размещенных привилегированных акций, шт.					—
Количество выкупленных простых акций, шт.					—
Количество выкупленных привилегированных акций, шт.					—
Количество акций в свободном обращении, шт.					—
Наименование держателя	на 01.01.2017г.		на 31.12.2017г.		
	%	В тыс. тенге	%	в тыс. тенге	
Аблазимов Бахаридин Нугманович	5	4 000	5	4 000	
Компания «Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.»	95	76 000	95	76 000	
	100	80 000	100	80 000	

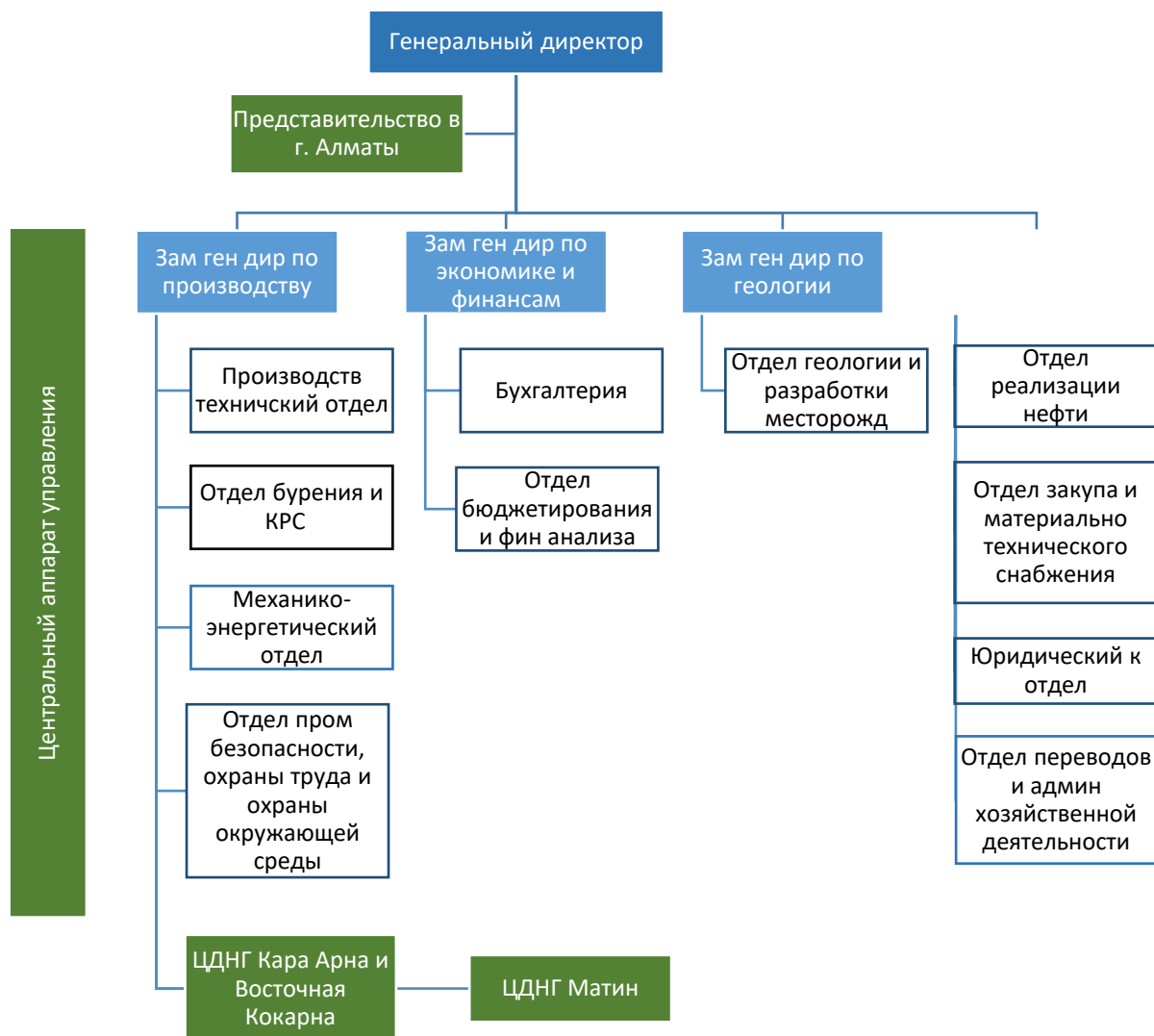
За 2017 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между Генеральным директором и тремя заместителями генерального директора, руководящими профильными подразделениями и подчиняющихся непосредственно Генеральному директору. Все производственные работы Компании ведутся непосредственно на месторождениях, координируются и контролируются персоналом Центрального аппарата.

На нефтепромысле суммарно занято 351 специалистов, из которых 64 являются инженерно-техническими работниками. Работа производственного персонала организована вахтовым методом, рабочий персонал проживает в вахтовых поселках.

Компания имеет представительство в г. Алматы.



8.4. СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ.

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

Wang Wentao, 1974 г.р.

Председатель совета директоров АО «Матен Петролеум». Дата вступления в должность 30/09/2015 г.

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

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

ГODOVOЙ ОТЧЕТ 2017

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

Аязбаев Рустем Рахматуллаевич 1985 г.р.

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

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

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

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

Xiao Huanqin 1964 г.р.

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

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

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

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

Ning Zhu 1978 г.р.

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

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

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

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

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

Qian Ji 1954 г.р.

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

01/05/2008 г. по 07/08/2014 г. Заместитель директора SINOPEC Oil Exploration and Development Research Institute.

Huang Huize 1949 г.р.

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

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

8.5. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН.

Генеральный директор Общества.

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

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

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

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

СВЕДЕНИЯ О ВЛАДЕНИИ АКЦИЯМИ ЧЛЕНАМИ ПРАВЛЕНИЯ

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

8.6. КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИХ ФУНКЦИИ.

Комитеты совета директоров не создавались.

8.7. ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И АУДИТ.

Служба внутреннего аудита не формировалась.

8.8. ИНФОРМАЦИЯ О ДИВИДЕНДАХ.

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

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

Балансовая стоимость простой акции по состоянию на 31.12.2017г. составляет минус 3 022 тыс. тенге, базовая прибыль на акцию за 2017г. 2 179 тыс. тенге.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

8.9. ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ.

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

8.10. ИНФОРМАЦИЯ О ВОЗНАГРАЖДЕНИЯХ.

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, общая сумма вознаграждения и премии, выплаченного членам исполнительного органа АО «Матен Петролеум», состояла из заработной платы и производственной премии и составила 49.392 тысячи тенге.

Вознаграждение членам Совета директоров в 2017 году не выплачивалось.

8.11. ОТЧЕТ О СОБЛЮДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЙ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ.

АО «Матен Петролеум» приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления в основу своего Кодекса корпоративного управления. основополагающими принципами Корпоративного управления являются:

- (а) принцип защиты прав и интересов акционеров;
- (б) принцип эффективного управления Компанией общим собранием акционеров, советом директоров и исполнительным органом;
- (в) принципы прозрачности, своевременности и объективности раскрытия информации о деятельности Компании;
- (г) принципы законности и этики;
- (д) принципы эффективной дивидендной политики;
- (е) политика регулирования корпоративных конфликтов.

В течение 2017 года Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

Совет директоров несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль над деятельностью Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями Совета директоров являются определение направлений стратегического развития и политики Компании, принятие решений о потенциальных приобретениях нефтегазовых активов и прочие существенные вопросы. Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

Генеральный директор несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Генеральный директор отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО (АО) «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

(с аудиторским отчетом независимого аудитора)

СОДЕРЖАНИЕ

	Страница
ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА	5 листов
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	
Консолидированный отчет о финансовом положении	1
Консолидированный отчет о совокупном доходе	2
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	3
Консолидированный отчет о движении денежных средств	4-5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности	6-44

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционеру АО «Матен Петролеум»

Мнение

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

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2017 г., а также её консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита («МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности» нашего отчёта. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («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 консолидированной финансовой отчётности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчётности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчётности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении указанного ниже вопроса наше описание того, как данный вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

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

Ключевой вопрос аудита

Оценка запасов и ресурсов нефти и газа

Мы считаем, что данный вопрос является наиболее значимым 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 консолидированной 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 Группой 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 Группы. 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 Группы за 2017 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчёте, но не включает консолидированную 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 консолидированную финансовую отчётность

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

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

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчётность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчёта, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, 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 консолидированной финансовой отчётности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- ▶ Выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной 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 Группы.
- ▶ 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 Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчёте к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчётности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчёта. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.
- ▶ Проводим оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчётность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- ▶ Получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчётности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном 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 консолидированной 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

050060, 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



КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ 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 и права на недропользование	5	130.889.640	122.438.506
Основные средства	6	1.922.714	1.519.952
Незавершённое строительство	7	13.563.694	12.782.920
Нематериальные активы		49.558	54.989
Разведочные и оценочные активы	8	2.668.783	2.303.935
Прочие долгосрочные активы		32.859	37.318
Займы предоставленные	9	924.130	-
Денежные средства, ограниченные в использовании	15	1.174.947	951.506
		151.226.325	140.089.126
Текущие активы			
Займы предоставленные	9	3.129.591	150.672
Товарно-материальные запасы	10	2.021.405	2.275.320
Торговая дебиторская задолженность	11	9.681.045	5.500.239
Налоги к возмещению	12	2.819.757	4.100.090
Авансы выданные	13	2.378.293	1.570.075
Предоплата по подоходному налогу		144.374	-
Прочие краткосрочные активы	14	247.465	1.963.655
Денежные средства и их эквиваленты	15	3.885.318	559.317
		24.307.248	16.119.368
Итого активы		175.533.573	156.208.494
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал	16	80.000	80.000
Накопленный убыток		(24.260.656)	(41.696.130)
		(24.180.656)	(41.616.130)
Долгосрочные обязательства			
Займы	17	18.671.392	12.726.108
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	18	2.105.883	1.855.105
Обязательство по отсроченному налогу	19	21.618.899	22.388.222
Прочие долгосрочные обязательства	20	1.954.199	2.312.337
		44.350.373	39.281.772
Текущие обязательства			
Займы	17	115.675.252	134.500.707
Торговая кредиторская задолженность	21	15.841.761	18.909.450
Авансы полученные	22	16.770.229	1.339.520
Подоходный налог к уплате	23	1.307.674	716.429
Прочие налоги к уплате	24	4.841.645	2.289.213
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	25	927.295	787.533
		155.363.856	158.542.852
Итого капитал и обязательства		175.533.573	156.208.494
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	16	(3.028.777)	(5.208.890)



Смус

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

Э.С.

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-44 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ 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	26	81.803.708	51.925.227
Себестоимость реализованной продукции	27	(19.458.969)	(14.952.250)
Валовая прибыль		62.344.739	36.972.977
Расходы по реализации	28	(27.712.290)	(16.538.981)
Общие и административные расходы	29	(3.357.240)	(2.788.663)
Финансовые доходы	30	542.422	1.142.527
Финансовые расходы	31	(8.519.208)	(9.099.797)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		577.424	2.645.811
Прочие доходы/(расходы), нетто	32	208.244	78.211
Прибыль до налогообложения		24.084.091	12.412.085
Расходы по подоходному налогу	19	(6.648.617)	(3.184.529)
Чистая прибыль за год		17.435.474	9.227.556
Прочий совокупный доход		-	-
Итого совокупный доход за год		17.435.474	9.227.556
Базовая прибыль на акцию			
Базовая прибыль на акцию	16	2.179	1.153



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

Кусниденова
Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Акционерный капитал	Накопленный убыток	Итого собственный капитал
На 1 января 2016 года	80.000	(50.923.686)	(50.843.686)
Чистая прибыль за год	-	9.227.556	9.227.556
Итого совокупный доход за год	-	9.227.556	9.227.556
На 31 декабря 2016 года	80.000	(41.696.130)	(41.616.130)
Чистая прибыль за год	-	17.435.474	17.435.474
Итого совокупный доход за год	-	17.435.474	17.435.474
На 31 декабря 2017 года	80.000	(24.260.656)	(24.180.656)



Мусин Р.А.

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

Кусниденова Э.С.

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-44 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2017 год	2016 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		24.084.091	12.412.085
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	26, 27, 28, 32	6.491.667	5.069.676
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин	32	1.873	1.406
Финансовые расходы	31	8.519.208	9.099.797
Финансовые доходы	30	(542.422)	(1.142.527)
Отрицательная/(положительная) курсовая разница, нетто		(577.424)	(2.568.234)
Доход от изменения в оценке обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений	32	(33.899)	-
Резерв на обесценение дебиторской задолженности, авансов выданных и займов выданных		38.691	5.898
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		37.981.785	22.878.101
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		(4.128.609)	914.862
Изменения в налогах к возмещению		1.367.710	(1.444.009)
Изменения в товарно-материальных запасах		253.915	(551.767)
Изменения в прочих долгосрочных активах		3.535	(6.516)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		455.078	2.031.461
Изменения в авансах полученных		15.430.709	-
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(594.160)	(697.777)
Изменения в прочих налогах к уплате		1.329.263	(503.461)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		52.099.226	22.620.894
Подходный налог уплаченный		(6.897.416)	(3.349.618)
Полученные вознаграждения		22.333	-
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		45.224.143	19.271.276
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Займы работникам, за минусом погашений		924	1.008
Приобретение нефтегазовых активов	5	(15.201)	(272.809)
Приобретение основных средств		(120.048)	(22.265)
Затраты на незавершённое строительство		(18.287.870)	(4.868.711)
Приобретение нематериальных активов		(10.776)	(10.129)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(527.611)	(116.939)
Предоставление займов		(3.797.060)	(22.656.378)
Погашение займов выданных		227.520	786.007
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(184.348)	(183.486)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(22.714.470)	(27.343.702)

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания на страницах 6-44 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2017 год	2016 год
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Авансы полученные		-	1.339.520
Поступления по займам	17	5.833.930	17.007.500
Выплата вознаграждений	17	(6.195.171)	(5.970.048)
Погашение займов	17	(18.729.187)	(9.683.431)
Чистые денежные средства, (использованные) в / полученные от финансовой деятельности		(19.090.428)	2.693.541
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты		(93.244)	(235.695)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		3.326.001	(5.614.580)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	15	559.317	6.173.897
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	15	3.885.318	559.317

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

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

Незавершённое строительство

В 2017 году приобретение незавершённого строительства на сумму 2.423.447 тысяч тенге (2016 год: 14.929.661 тысячу тенге) было профинансировано за счёт уменьшения кредиторской задолженности.

Нефтегазовые активы и права на недропользование


В 2017 году увеличение нефтегазовых активов в размере 296.308 тысяч тенге (2016 год: 351.985 тысяч тенге) было за счет увеличения обязательств по социальной инфраструктуре.

Разведочные и оценочные активы

В 2017 году Разведочные и оценочные активы в размере 427.080 тысяч тенге (2016 год: 417.961 тысяч тенге) было за счет увеличения кредиторской задолженности.


Сяо Хуаньцин
Генеральный директор




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


Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты финансово-хозяйственной деятельности АО «Матен Петролеум» (далее – «Компания») и его дочерней организации АО «КоЖан» (вместе – «Группа»).

АО «Матен Петролеум» было создано в соответствии с законодательством Республики Казахстан как акционерное общество и зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 3 сентября 2010 года.

Юридическое название Общества	АО «Матен Петролеум»
Юридический адрес	г. Атырау, ул. Бақтыгерей Кулманова, 105
Юридический регистрационный номер	Общество зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 3 сентября 2010 года согласно свидетельству № 1142-1915-01-АО
Форма собственности	Частная

25 июня 2014 года произошла смена акционеров Компании, и по состоянию на 31 декабря 2016 и 2017 годов структура ее акционеров была следующей:

	2017 год		2016 год	
	%	В тысячах тенге	%	В тысячах тенге
Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.	95	76.000	95	76.000
Аблазимов Бахаридин Нугманович	5	4.000	5	4.000
	100	80.000	100	80.000

Компания владеет и управляет следующими нефтегазовыми активами, расположенными в Атырауской области Республики Казахстан.

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

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена руководством Группы 25 июня 2018 года.

Дочерняя организация

12 августа 2015 года Компания приобрела 100% акций (10.748.046 простых акций) АО «КоЖан» (далее – «Дочерняя организация») за денежное вознаграждение в размере 340.495.300 долларов США (эквивалентно 63.962.052 тысячам тенге по обменному курсу на дату приобретения).

Дочерняя организация была образована 28 апреля 2001 года как ТОО «КоЖан» в соответствии с законодательством Республики Казахстан. 16 октября 2014 года Дочерняя организация прошла реорганизацию в Акционерное Общество «КоЖан».

Юридический адрес Дочерней организации: 060005, Республика Казахстан, Атырау, ул. Бақтыгерей Кулманова, 105.

Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы:

- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1103 по нефтяному месторождению Морское, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1102 по нефтяному месторождению Даулеталы, действующий до 17 февраля 2034 года;
- комбинированный контракт на разведку и добычу углеводородов № 1104 по нефтяному месторождению Каратал, действующий до 17 февраля 2034 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учётной политике и примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

Принцип непрерывной деятельности

Консолидированная финансовая отчётность подготовлена на основе принципа непрерывной деятельности, который предусматривает продолжение обычной деятельности, реализацию активов и погашение обязательств в ходе обычной деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2017 года текущие обязательства Группы превысили её текущие активы на 179.668.789 тысяч тенге (на 31 декабря 2016 года: на 174.662.220 тысяч тенге). Данные обстоятельства свидетельствуют о наличии значительной неопределённости, которая может вызвать серьёзные сомнения относительно способности Группы непрерывно продолжать свою деятельность.

Способность Группы погашать торговую кредиторскую задолженность, выплачивать займы и поддерживать принцип непрерывной деятельности зависит от способности Группы реструктуризировать основной долг по займу от АО ДБ «Банк Китая в Казахстане», и возможность материнской компании предоставить необходимые средства, увеличить выручку посредством реализации большего объема нефти, при условии, что её торговая дебиторская задолженность будет погашена контрагентами.

Руководство предполагает, что Группа продолжит свою деятельность в соответствии с принципом непрерывной деятельности, и при принятии такого суждения, руководство приняло во внимание текущие намерения и финансовое положение Группы.

9 января 2018 года Компания подписала дополнительное соглашение с АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» о реструктуризации основного долга и переноса сроков погашения первого транша с 30 июля 2018 года до 22 апреля 2022 года.

В 2018 году Группа получила письмо от Geo-Jade Petroleum Corporation, материнская компания Sino-Science Netherlands Energy Group B.V., согласно которому она намерена и в состоянии при необходимости предоставить Группе, необходимые средства, чтобы позволить Группе продолжать свою нормальную деятельность как минимум в течение следующих 12 месяцев с отчетной даты.

В случае, если Группа не сможет урегулировать вышеупомянутые факторы неопределённости и успешно привлечь финансирование из вышеуказанных источников в достаточном объёме, появятся значительные сомнения в способности Группы выплатить свои обязательства в установленный срок, и, следовательно, непрерывно осуществлять свою деятельность.

Заявление о соответствии

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

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения определённых важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности Группы, раскрыты в *Примечании 4*.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность (далее – «функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчётность представлена в тенге, который является функциональной валютой Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты (продолжение)

Операции и сальдо счетов

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

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

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

Курсы обмена валют

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

На 31 декабря 2017 года обменный курс КФБ 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).

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Группа впервые применила некоторые поправки к стандартам, которые вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2017 года или после этой даты. Группа не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но не вступили в силу.

Характер и влияние каждой поправки описаны ниже. Хотя новые стандарты и поправки применялись первый раз в 2017 году, они не имели существенного влияния на годовую консолидированную финансовую отчётность Группы. Характер и влияние каждого/ой нового/ой стандарта/поправки описаны ниже:

Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчет 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, обусловленные ими (например, прибыль или убытки от изменения валютных курсов). Группа 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.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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 Группе.

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

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

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

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

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

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

(а) Классификация и оценка

Группа 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 счет основной суммы долга и процентов.

Группа 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 Группа отражала по всем долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа будет применять упрощенный подход и отразит ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности.

(в) Учет хеджирования

У Группы отсутствуют договора хеджирования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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. Группа планирует использовать вариант модифицированного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу. В течение 2016 года Группа предварительно оценила влияние МСФО (IFRS) 15 и продолжила более детальный анализ в 2017 году.

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 учета 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 Группе.

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 расчетами денежными средствами; классификация операций по выплатам на основе акций с условием расчетов на нетто-основе для обязательств по налогу, удерживаемому у источника; учет изменения условий операции по выплатам на основе акций, в результате которого операция перестает классифицироваться как операция с расчетами денежными средствами и начинает классифицироваться как операция с расчетами 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 Группе.

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 учета в балансе, аналогично порядку учета, 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).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (продолжение)

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

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

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

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

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», новый всеобъемлющий стандарт финансовой отчетности 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 учета договоров страхования, которая является более эффективной и последовательной для страховщиков. В отличие от требований МСФО (IFRS) 4, которые в основном базируются на предыдущих местных учетных политиках, МСФО (IFRS) 17 предоставляет всестороннюю модель учета договоров страхования, охватывая все уместные аспекты учета. В основе МСФО (IFRS) 17 лежит общая модель, дополненная следующим:

- Определенные модификации для договоров страхования с прямым участием в инвестиционном доходе (метод переменной вознаграждения).
- Упрощенный подход (подход на основе распределения премии) в основном для краткосрочных договоров.

МСФО (IFRS) 17 вступает в силу в отношении отчетных 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 нее. Данный стандарт не применим к Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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 отчетного 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 Группе.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов (выпущены в декабре 2016 года)

Данные усовершенствования включают следующие:

МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» – 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 Группе.

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 вступают 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 Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов (выпущены в декабре 2016 года) (продолжение)

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 отчетных 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 Группе.

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

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

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

Разъяснение рассматривает порядок учета налога на прибыль, когда существует неопределенность 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 неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- рассматривает ли организация неопределенные 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ 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 2014-2016 годов (выпущены в декабре 2016 года) (продолжение)

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

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

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 отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. В настоящее время Группа оценивает возможное влияние данных стандартов на финансовую отчетность.

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 отчетным 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 Группа оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчетность.

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 отчетного периода, в котором предприятие впервые применяет эти поправки. Предприятие применяет эти поправки к годовым отчетным периодам, начинающимся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. В настоящее время Группа оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчетность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ 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)

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 Группе.

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 выплатой 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 Группа оценивает потенциальное влияние этих стандартов на свою финансовую отчётность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ 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) 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 проспективно 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 Группы соответствует требованиям разъяснения, Группа не ожидает, что оно окажет влияние на её 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. Группа будет применять разъяснение с даты его вступления в силу. Кроме того, Группа может быть вынуждена установить процедуры и методы получения информации, необходимой для своевременного применения разъяснения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и её дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2017 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с её изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с её изменением;
- наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трёх компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включается в консолидированный отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Финансовая отчётность дочерних организаций подготовлена за тот же отчётный период, что и отчётность материнской компании на основе последовательного применения учётной политики для всех компаний Группы.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения их учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвилла), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признаёт возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

Объединение бизнеса и гудвилл

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного возмещения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольных долей участия в приобретаемой организации. Для каждого объединения бизнеса Группа принимает решение, как оценивать неконтрольные доли участия в приобретаемой организации: либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой организации. Затраты, связанные с приобретением, относятся на расходы по мере возникновения и включаются в общие и административные расходы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует и обозначает приобретённые финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой организацией встроженных в основные договоры производных инструментов.

В случае поэтапного объединения бизнеса на дату приобретения справедливая стоимость ранее принадлежавшей покупателю доли участия в приобретаемой организации переоценивается по её справедливой стоимости на эту дату, с отнесением разницы в состав прибыли или убытка. Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное вознаграждение, классифицируемое как актив или обязательство, являющееся финансовым инструментом, в рамках МСФО (IAS) 39 «*Финансовые инструменты: признание и оценка*», оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение ПСД. Если условное вознаграждение не подпадает под требования МСФО (IAS) 39, оно оценивается согласно соответствующего МСФО. Условное вознаграждение, классифицируемое как капитал, не переоценивается, и последующее урегулирование учитывается в составе капитала.

Гудвилл изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного возмещения и признанных неконтрольных долей участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретённых Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретённых чистых активов превышает сумму переданного возмещения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретённых активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретённых активов, прибыль признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

После первоначального признания гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретённого при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвилл составляет часть единицы, генерирующей денежные средства, и часть этой единицы выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от её выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части единицы, генерирующей денежные средства.

Финансовые инструменты

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы

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

Метод эффективной процентной ставки

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

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

Займы и дебиторская задолженность

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Обесценение финансовых активов

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

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

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

Прекращение признания финансовых активов

Группа прекращает учёт финансового актива только, когда истекают контрактные права на получение денежных потоков по активу или, когда Группа передает финансовый актив и все существенные риски и выгоды от владения активом другой компании. Если Группа не передает и не удерживает в основном все риски и выгоды от владения и продолжает контролировать переданный актив, то Группа признаёт свое оставшееся долевое участие в активе и связанное с ним обязательство на суммы, которые ей, возможно, придется выплачивать. Если Группа в основном удерживает все риски и выгоды от владения переданным финансовым активом, Группа продолжает учёт финансового актива, а также учитывает средства от обеспеченных займов.

Финансовые обязательства

Финансовые обязательства классифицируются либо как финансовые обязательства, отражаемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки (далее – «ОССЧПУ»), либо как прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства, учитываемые как ОССЧПУ

Финансовые обязательства, учитываемые как ОССЧПУ, признаются по справедливой стоимости, при этом все прибыли или убытки, возникающие при переоценке, признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Прочие финансовые обязательства

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

Банковские ссуды и небанковские займы

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

Торговая и прочая кредиторская задолженность

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Прекращение признания финансового обязательства

Группа прекращает учёт финансовых обязательств тогда и только тогда, когда обязательства погашены, аннулированы или их срок истёк. Разница между балансовой стоимостью финансового обязательства и вознаграждения к оплате или к получению признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Нефтегазовые активы

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

Нефтегазовые активы учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа. Группа использует метод полных затрат для учёта нефтегазовых активов, при котором приобретения активов, продуктивные разведочные скважины, все затраты по разработке (включая разработку непродуктивных эксплуатационных скважин), вспомогательное оборудование и лицензии на разведку при приобретении капитализируются.

Износ и истощение затрат, связанных с нефтегазовыми активами, рассчитываются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов для активов, сроки полезного использования которых одинаковы со сроком эксплуатации месторождения, и прямолинейного метода для активов, сроки полезного использования которых меньше, чем срок эксплуатации месторождения.

Группа после даты приобретения в консолидированном отчёте о совокупном доходе отражает амортизационные расходы, относящиеся к амортизируемым активам приобретённых компаний, основанные на значениях справедливой стоимости этих активов на дату приобретения.

Права на недропользование признаются Группой при объединении предприятий, так как они отвечают определению нематериального актива, и их справедливая стоимость достоверно оценена. Так как права на недропользование были признаны Компанией при приобретении компаний, себестоимость этих прав равна их справедливой стоимости на дату приобретения. Износ этих нематериальных активов рассчитывается с использованием производственного метода на основе общих доказанных запасов.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства

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

Здания и сооружения	10-50 лет
Машины и оборудования	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочие	4-23 лет

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

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

Незавершённое строительство

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

Обесценение долгосрочных активов (нефтегазовые активы, основные средства и незавершённое строительство)

На каждую отчётную дату Группа оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости долгосрочных активов. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка на предмет возможного снижения возмещаемой стоимости активов (если таковое имеет место). При невозможности оценки возмещаемой стоимости для отдельно взятого актива, Группа определяет возмещаемую стоимость группы активов, генерирующей денежные средства, к которой принадлежит актив.

Возмещаемая стоимость рассчитывается по наибольшему значению из справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже и стоимости использования. При оценке стоимости использования оцененные будущие потоки денежных средств дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до вычета налогов, отражающей текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфичные для актива, по которому не корректировались оцененные будущие потоки денежных средств.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Товарно-материальные запасы

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

Подходный налог

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

Текущий налог

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

Отсроченный налог

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

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

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

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

Налог на сверхприбыль

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 183.442 тенге в месяц в 2017 году (2016 год: 171.442 тенге в месяц) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Эти суммы относятся на расходы в момент их возникновения. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по заработной плате в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные

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

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

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных.

Обязательство является текущим, если:

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

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

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

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

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

Группы проводит регулярную оценку достаточности обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в свете текущего законодательства и положений, с соответствующими корректировками по мере необходимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

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

Обязательства по возмещению исторических затрат

Группа обязана возместить определённые исторические затраты, понесённые Правительством по Контракту на недропользование. По состоянию на дату консолидированной финансовой отчётности, обязательство отражено по справедливой стоимости, рассчитанной путём дисконтирования будущих выплат денежных средств по эффективной процентной ставке. Расходы по приросту обязательств с течением времени, с применением метода процентного распределения на сумму обязательства, отражаются в составе финансовых расходов. Платежи по возмещению исторических затрат уплачиваются Группой в бюджет в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан.

Резервы

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

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность отражается по первоначальной стоимости.

Займы

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

Признание дохода

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

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

Признание расходов

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

Операции с акционерами

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

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

В частности, Группа определила следующие области, где требуются значительные суждения, оценки и допущения. Более подробную информацию о каждой из этих областей и как они влияют на различные принципы учётной политики, описаны ниже, а также в соответствующих примечаниях к консолидированной финансовой отчётности.

Изменения в оценке учитываются перспективно.

Сроки полезной службы основных средств

Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого отчётного периода и, если ожидаемые результаты отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в учётных оценках в соответствии с МСФО 8 «Учётная политика, изменения в расчётных бухгалтерских оценках и ошибки».

Возмещаемость текущей стоимости нефтегазовых активов

В каждом отчётном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и ценности от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и/или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как дисконтированная стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведённой стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений

Деятельность Группы регулируется различными законами и положениями по защите окружающей среды. Группа оценивает резерв по обязательствам по ликвидации и восстановлению месторождения на основе понимания руководством текущих законодательных требований в различных юрисдикциях, условий контрактов на недропользование и внутренних технических оценок. Группа пересматривает резервы по ликвидации и восстановлению месторождения на каждую отчётную дату и производит их корректировку для отражения наилучшей оценки на данный момент в соответствии с КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению и иных аналогичных обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений (продолжение)

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

Налогообложение

Группа является объектом налогообложения в Республике Казахстан, в частности в сфере применения закона о трансфертном ценообразовании. Определение суммы налогов к уплате является предметом субъективного суждения в связи с непоследовательным применением, толкованием и исполнением налогового законодательства. Группа признаёт обязательства по налогам, которые могут возникнуть в результате налоговых проверок, на основе оценки потенциальных дополнительных налоговых обязательств. В случае если итоговый результат подобных вопросов будет отличаться от отражённых сумм, данная разница может оказать влияние на суммы подоходного налога, налоги, кроме подоходного налога и резервы по отсроченным налогам в том периоде, в котором она будет выявлена.

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

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

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

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму добычи для начисления износа, истощения и амортизации. Увеличение в периодах контрактов на недропользование Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой (текущей) стоимости нефтегазовых активов. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

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

Последняя оценка запасов нефти осуществлялась по состоянию на 31 декабря 2017 года компанией Geo Jade Petroleum Research Institute.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Условные активы и обязательства

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

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

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

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Права на недропользование	Итого
Первоначальная стоимость			
На 1 января 2016 года	55.312.872	102.434.740	157.747.612
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 18</i>)	503.759	-	503.759
Перевод из незавершенного строительства (<i>Примечание 7</i>)	8.845.221	-	8.845.221
Поступления	193.759	-	193.759
На 31 декабря 2016 года	64.855.611	102.434.740	167.290.351
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 18</i>)	149.954	-	149.954
Перевод из незавершенного строительства (<i>Примечание 7</i>)	14.264.743	-	14.264.743
Поступление	311.509	-	311.509
Выбытия	(124.608)	-	(124.608)
На 31 декабря 2017 года	79.457.209	102.434.740	181.891.949
Накопленный износ и истощение			
На 1 января 2016 года	(19.088.764)	(20.904.853)	(39.993.617)
Отчисления за год	(3.526.346)	(1.331.882)	(4.858.228)
На 31 декабря 2016 года	(22.615.110)	(22.236.735)	(44.851.845)
Отчисления за год	(4.246.354)	(2.014.976)	(6.261.330)
Выбытия	110.866	-	110.866
На 31 декабря 2017 года	(26.750.598)	(24.251.711)	(51.002.309)
Остаточная стоимость			
На 31 декабря 2016 года	42.240.501	80.198.005	122.438.506
На 31 декабря 2017 года	52.706.611	78.183.029	130.889.640

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ (продолжение)

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

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

В течение 2017 года нефтегазовые активы на сумму 7.462.878 тысяч тенге (2016 год: 7.019.306 тысячи тенге) амортизировались прямым способом, общая сумма начисления за год составила 878.457 тысячи тенге (2016: 902.715 тысяч тенге).

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов, представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Земля	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные средства	Итого
Первоначальная стоимость						
На 1 января 2016 года	67.299	580.769	188.786	522.244	298.496	1.657.594
Поступления	-	-	33.374	-	6.536	39.910
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	73.940	455.506	19.542	12.082	52.859	613.929
Выбытия	-	(49)	(3.794)	-	(10.957)	(14.800)
На 31 декабря 2016 года	141.239	1.036.226	237.908	534.326	346.934	2.296.633
Поступления	-	8.615	31.760	-	41.971	82.346
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	-	386.008	6.982	86.520	56.397	535.907
Выбытия	-	(26.819)	(109.492)	-	(27.315)	(163.626)
На 31 декабря 2017 года	141.239	1.404.030	167.158	620.846	417.987	2.751.260
Накопленный износ						
На 1 января 2016 года	-	(157.732)	(71.940)	(197.466)	(164.558)	(591.696)
Отчисления за год	-	(41.016)	(58.123)	(53.462)	(45.778)	(198.379)
Выбытия износа	-	44	2.827	-	10.523	13.394
На 31 декабря 2016 года	-	(198.704)	(127.236)	(250.928)	(199.813)	(776.681)
Отчисления за год	-	(76.331)	(34.666)	(51.872)	(51.261)	(214.130)
Выбытия износа	-	26.819	109.441	-	26.005	162.265
На 31 декабря 2017 года	-	(248.216)	(52.461)	(302.800)	(225.069)	(828.546)
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2016 года	141.239	837.522	110.672	283.398	147.121	1.519.952
На 31 декабря 2017 года	141.239	1.155.814	114.697	318.046	192.918	1.922.714

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	12.782.920	2.443.698
Поступления	15.864.423	19.798.372
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (Примечания 5, 6, 8)	(15.064.967)	(9.459.150)
Выбытие	(18.682)	-
На 31 декабря	13.563.694	12.782.920

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (продолжение)

В течение 2017 года Группой было введено в эксплуатацию 44 скважины на месторождениях Матин, Восточная Кокарна, Кара Арна и Морское.

По состоянию на 31 декабря 2017 года незавершённое строительство включают 34 скважин, находящихся на стадии строительства и монтажных работ, с соответствующими оборудованием и материалами, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудования, станки, трубы, нефтепроводы.

8. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	2.303.935	1.708.210
Поступления	100.531	537.474
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	264.317	–
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 18)	–	11.976
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 20)	–	46.275
На 31 декабря	2.668.783	2.303.935

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

9. ЗАЙМЫ ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Ставка вознаграждения по договору	Срок погашения	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Созак Ойл энд Газ «Sozak Oil and Gas» TOO	18%	2018 год	2.365.982	–
North Caspian Petroleum AO	18%	2019 год	1.326.068	150.672
Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.	Libor 3M (0,23435%) +3,40%	2025 год	354.809	–
Союз Китайских Предпринимателей в Казахстане	9%	2021 год	6.862	–
			4.053.721	150.672
Текущая часть займов предоставленных			3.129.591	150.672
Долгосрочная часть займов предоставленных			924.130	–

На 31 декабря 2017 года займы предоставленные представляют собой займы: АО «North Caspian Petroleum» на сумму 692.965 тысяч тенге и 633.103 тысяч тенге с датой погашения соответственно 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2019 года, процентной ставкой 18%, TOO «Sozak Oil and Gas» на сумму 2.365.982 тысячам тенге с датой погашения до 21 августа 2018 года и процентной ставкой 18%, SINO-SCIENCE NETHERLANDS ENERGY GROUP B.V. на сумму 354.809 тысяч тенге, Союз Китайских Предпринимателей на сумму 6.862 тысячи тенге.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Готовая продукция – нефть	1.064.457	1.424.962
Сырьё и материалы	956.948	850.358
На 31 декабря	2.021.405	2.275.320

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Торговая дебиторская задолженность от третьих сторон	9.608.230	5.489.237
Торговая дебиторская задолженность от связанных сторон	72.815	11.002
	9.681.045	5.500.239

Торговая дебиторская задолженность по срокам возникновения представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Итого	Не просро- ченные и не обесце- нённые	Просроченные, но не обесцененные			
			<30 дней	30-90 дней	90-120 дней	>120 дней
2017 год	9.681.045	9.680.711	-	-	-	334
2016 год	5.500.239	5.496.893	-	-	-	3.346

По состоянию на 31 декабря торговая дебиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Доллар США	9.634.902	5.484.014
Тенге	46.143	16.225
	9.681.045	5.500.239

12. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Налог на добавленную стоимость	2.761.978	4.068.410
Прочие	57.779	31.680
	2.819.757	4.100.090

13. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Предоплата за товары и услуги	2.273.635	1.492.152
Предоплата по договорам страхования	104.658	77.923
	2.378.293	1.570.075

14. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Банковская гарантия	117.555	1.255.131
Банковские депозиты	33.233	33.329
Прочие	96.677	675.195
	247.465	1.963.655

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 иностранной валюте	3.024.017	182.035
Деньги на счетах в банках, в тенге	2.034.666	1.327.252
Деньги в кассе	1.582	1.536
Минус: денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании	(1.174.947)	(951.506)
	3.885.318	559.317

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 1.174.947 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2016 года: 951.506 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата, и ставка вознаграждения по которым варьируется от 4% до 10% годовых (в 2016 году: 4% до 9% годовых). В соответствии с законодательством Республики Казахстан Группа аккумулирует денежные средства для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (*Примечание 18*).

16. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

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

- Компания Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. – 7.600 штук простых акций (95% от общего числа размещённых простых акций).
- Аблазимов Бахаридин Нугманович – 400 штук простых акций (5% от общего числа размещённых простых акций).

В течение 2017 и 2016 годов Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Чистая прибыль за год	17.435.474	9.227.556
Чистая прибыль, использованная для расчёта базовой прибыли на акцию	17.435.474	9.227.556

Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	8.000	8.000
Базовая прибыль на акцию	2.179	1.153

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Активы, всего	175.533.573	156.208.494
Минус: нематериальные активы	(49.558)	(54.989)
Минус: обязательства, всего	(199.714.229)	(197.824.624)
Итого	(24.230.214)	(41.671.119)
Количество простых акций	8.000	8.000
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	(3.028.777)	(5.208.890)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ

22 июля 2015 года Группа заключила два соглашения невозобновляемой кредитной линии с АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» (далее – «Банк»), в целях получения заёмных средств в размере 380.000 тысяч долларов США и 50.000 тысяч долларов США. В июле и августе 2015 года Группа получила два транша по первому соглашению на сумму 180.000 тысяч долларов США (далее – «Первый транш») (эквивалентно 33.741.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств) и 200.000 тысяч долларов США (далее – «Второй транш») (эквивалентно 37.530.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств). Заёмные средства в основном были направлены на приобретение акций АО «КоЖан» и на полное погашение займов, предоставленных ОАО «Сбербанком России» и ДБ АО «Сбербанк России».

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

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

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

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

По состоянию на 31 декабря 2017 года займы обеспечены активами Группы в виде прав на недропользование по месторождениям Матен, Восточная Кокарна, Кара Арна, Морское, Каратал, Даулеталы и других нефтегазовых активов.

Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.

В июле 2015 года Группа заключила соглашение с Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. Группе в целях получения заёмных средств по фиксированной ставке вознаграждения в размере 4% годовых и в этом же месяце получила первый транш в размере 100.000 тысяч долларов США (эквивалентно 18.725.000 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств).

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

В январе 2017 Группа получила второй и третий транши в размере 2.500 и 8.500 тысяч долларов США, в апреле 2017 года – четвертый транш в размере 7.000 тысяч долларов США (эквивалентно 826.375 тысячам тенге, 2.820.895 тысячам тенге и 2.186.660 тысячам тенге соответственно по обменному курсу на день получения средств).

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	147.226.815	163.768.788
Дополнительное финансирование	5.833.930	17.007.500
Начисленные вознаграждения (<i>Примечание 31</i>)	8.003.161	8.686.611
(Доход)/убыток от курсовой разницы, нетто	(636.624)	(3.206.119)
Погашения основного долга	(18.729.187)	(9.683.431)
Погашения вознаграждения	(6.195.171)	(5.970.048)
Подоходный налог у источника выплаты	(1.197.513)	(1.234.016)
Налог на добавленную стоимость	41.233	43.756
Взаимозачёт	-	(22.186.226)
На 31 декабря	134.346.644	147.226.815
Краткосрочная часть	115.675.252	134.500.707
Долгосрочная часть	18.671.392	12.726.108

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
На 1 января	1.855.105	1.577.275
Расходы по приросту обязательства с течением времени (Примечание 31)	134.723	114.081
Дополнительный резерв за год (Примечания 5, 8)	149.954	163.749
Изменения в оценке	(33.899)	–
На 31 декабря	2.105.883	1.855.105

Предполагаемые будущие затраты на восстановление объектов, связанных с нефтяными операциями, основаны на инженерных расчётах ожидаемого метода и объёме участков, подлежащих восстановлению, в соответствии с существующим законодательством, отраслевой практикой и затратами. Руководство Группы оценивает, что большая часть активов будет выводиться из эксплуатации на дату окончания контрактов на недропользование, раскрытых в *Примечании 1*. Амортизация дисконта, относящаяся к резерву на будущее восстановление участка и ликвидацию скважин, включена в состав финансовых расходов.

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождений должны быть признаны по будущим затратам по оставшимся 457 скважинам, пробуренным на месторождениях Группы по состоянию на 31 декабря 2017 года (31 декабря 2016 года: 423 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапах завершения добычи на данных месторождениях.

Для расчёта резерва по ликвидации и восстановлению месторождений использовалась ставка инфляции, равная 5,5%, и ставка дисконтирования, равная 7% (2016 год: 5,5% и 7%, соответственно).

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов, расходы по подоходному налогу составили:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	6.625.636	3.544.849
Расходы по налогу на сверхприбыль	792.304	185.610
Итого расходы по текущему подоходному налогу	7.417.940	3.730.459
Расход/(экономия) по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(349.197)	(404.457)
Расход/(экономия) по отсроченному налогу на сверхприбыль	(420.126)	(141.473)
Итого экономия по отсроченному подоходному налогу	(769.323)	(545.930)
Итого расходы по подоходному налогу	6.648.617	3.184.529

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	Возникновение и сторнирование временных разниц	2016 год	Возникновение и сторнирование временных разниц	2015 год
Активы по отсроченному подоходному налогу					
Переносимые налоговые убытки	17.016.533	492.484	16.524.049	1.031.493	15.492.556
Прочие начисленные обязательства	98.870	(503.728)	602.598	(23.834)	626.432
Налоги к уплате	1.113.271	629.932	483.339	94.047	389.292
Разведочные и оценочные активы	138.910	(44.245)	183.155	(53.038)	236.193
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	222.176	(4.831)	227.007	17.097	209.910
Оценочные обязательства	411.509	411.509	–	–	–
Резерв по товарно-материальным запасам	7.326	7.326	–	–	–
Курсовая разница по социальным и историческим обязательствам	–	–	–	(191.031)	191.031
	19.008.595	988.447	18.020.148	874.734	17.145.414
Минус: резерв по не признанным отсроченным налоговым активам	(16.524.049)	(452.059)	(16.071.990)	(415.102)	(15.656.888)
	2.484.546	536.388	1.948.158	459.632	1.488.526
Обязательства по отсроченному подоходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(24.103.445)	232.935	(24.336.380)	86.298	(24.422.678)
	(24.103.445)	232.935	(24.336.380)	86.298	(24.422.678)
Обязательство по отсроченному налогу, нетто	(21.618.899)	769.323	(22.388.222)	545.930	(22.934.152)

Ставка подоходного налога в Республике Казахстан, месте пребывания Группы, за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов составляла 20%. В соответствии с условиями Контракта на недропользование Республики Казахстан, Группа обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

Сальдо отсроченного налога рассчитывается посредством применения ставок подоходного налога, действующих на соответствующие отчётные даты, к временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчётности. На 31 декабря 2017 года, согласно применяемому Группой законодательству, срок перенесённых налоговых убытков в целях налогообложения истекает через 10 (десять) лет после того, как убытки были понесены. Следовательно, большая часть перенесённых налоговых убытков Группы, имеющих на 31 декабря 2017 года, истекают в целях налогообложения в 2017-2027 годах.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

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

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Прибыль до налогообложения	24.084.091	12.412.085
Подоходный налог по установленной ставке 20%	4.816.818	2.482.417
Корректировки с целью учёта		
Налог на сверхприбыль	401.839	44.137
Изменение в непризнанном отсроченном налоговом активе	452.059	415.102
Невычитаемые расходы	977.901	242.873
Расходы по подоходному налогу	6.648.617	3.184.529
<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Сверка отсроченных налоговых обязательств, нетто		
По состоянию на 1 января	22.388.222	22.934.152
Отсроченное налоговое обязательство за год	(769.323)	(545.930)
По состоянию на 31 декабря	21.618.899	22.388.222

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов прочие долгосрочные обязательства были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Обязательства по историческим затратам	1.090.166	1.372.741
Обязательства по социальной инфраструктуре	864.033	923.261
Долгосрочные гарантийные обязательства	–	16.335
	1.954.199	2.312.337

Движение обязательств по социальной инфраструктуре и обязательствам по историческим затратам в течение 2017 и 2016 годов было представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной инфраструктуре	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2016 года	613.793	1.650.717	2.264.510
Дополнительно начисленные обязательства (Примечания 5, 8)	398.261	–	398.261
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 31)	81.725	147.880	229.605
Изменение в оценке	–	(39.623)	(39.623)
Реклассификация	–	58.925	58.925
Доход от курсовой разницы, нетто	(22.564)	(25.198)	(47.762)
	1.071.215	1.792.701	2.863.916
Реклассификация в краткосрочную часть	(147.954)	(419.960)	(567.914)
На 31 декабря 2016 года	923.261	1.372.741	2.296.002
Расходы по приросту обязательств с течением времени (Примечание 31)	73.031	122.631	195.662
Доход от курсовой разницы, нетто	(1.296)	(1.219)	(2.515)
	994.996	1.494.153	2.489.149
Реклассификация в краткосрочную часть	(130.963)	(403.987)	(534.950)
На 31 декабря 2017 года	864.033	1.090.166	1.954.199

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Группа имеет обязательство по возмещению определённых исторических затрат, понесённых Правительством Республики Казахстан (далее – «Правительство»), в соответствии с условиями контрактов на недропользование по месторождениям Восточная Кокарна, Матин, Морское, Каратал и Даулеталы.

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа имеет обязательство выплачивать определённые в Контрактах на недропользование суммы на поддержку социальной инфраструктуры Атырауского региона. В 2016 году, АО Кожан подписал дополнительное соглашение, согласно которому обязательные выплаты по социальной сфере увеличились с 120 до 220 тысяч долларов США.

На 31 декабря 2017 года данные обязательства деноминированы в долларах США и основаны на тех же допущениях, использованных для оценки обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 18).

21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря кредиторская задолженность представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
В тенге	15.732.960	18.462.178
В российских рублях	108.752	98.033
В долларах США	49	349.239
	15.841.761	18.909.450

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

22. АВАНСЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Авансы полученные	16.770.229	1.339.520
	16.770.229	1.339.520

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

23. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Налог на сверхприбыль	762.494	164.219
Корпоративный подоходный налог	545.180	552.210
	1.307.674	716.429

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Рентный налог	3.313.839	1.060.090
Налог на добычу полезных ископаемых	1.329.018	821.706
Подоходный налог у источника выплаты	42.432	272.182
Социальный налог	25.645	12.599
Прочие налоги	130.711	122.636
	4.841.645	2.289.213

25. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2017 года	31 декабря 2016 года
Обязательства по историческим затратам и социальной инфраструктуре	526.599	529.091
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	269.052	194.597
Прочие	131.644	63.845
	927.295	787.533

26. ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Экспортные продажи сырой нефти	77.298.089	51.264.512
Внутренние продажи сырой нефти	6.237.452	3.495.714
Компенсация в банк качества	(1.731.833)	(2.834.999)
	81.803.708	51.925.227

В течение 2017 года добыча сырой нефти Группы составила 770.104 тонн, из которых 774.343 тонн были реализованы (в течение 2016 года: 630.013 тонны произведено и 593.514 тонны были реализованы).

18 декабря 2013 года Группа заключила долгосрочный контракт на 5 лет с Vitol Central Asia S.A, юридическим лицом, зарегистрированным в Швейцарии. Приблизительная сумма контракта составляет 1.872.000 тысяч долларов США. В течение 2017 года Группа экспортировала 454.916 тонн сырой нефти в соответствии с настоящим контрактом (2016 год: 333.033 тонны).

27. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Износ, истощение и амортизация	6.340.469	4.905.324
Налог на добычу полезных ископаемых	4.419.497	2.665.698
Заработная плата и соответствующие налоги	2.506.991	2.340.826
Материалы и запасы	1.053.145	859.211
Расходы на транспортировку	961.094	990.802
Имущественный налог	601.723	488.454
Аренда	572.794	472.172
Ремонт и обслуживание	546.065	519.236
Электроэнергия	510.102	500.395
Геологические и геофизические работы	301.979	295.278
Изменения в запасах сырой нефти	278.275	(796.152)
Расходы на питание	257.640	238.425
Расходы по обслуживанию скважин	173.665	337.783
Услуги охраны	160.940	145.292
Страхование	92.194	147.499
Научно-исследовательские и опытно конструкторские разработки	-	55.451
Прочие расходы	682.396	786.556
	19.458.969	14.952.250

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

28. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Таможенные пошлины	9.881.596	6.179.154
Подготовка и транспортировка нефти	8.676.244	7.150.242
Рентный налог	8.531.765	2.688.892
Демередж	118.328	86.597
Износ и амортизация	68.338	70.660
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	59.947	40.707
Прочие	376.072	322.729
	27.712.290	16.538.981

29. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Заработная плата и соответствующие налоги	2.338.949	1.437.929
Обучение персонала	142.694	172.001
Командировочные и представительские расходы	116.519	89.713
Налоги и другие платежи в бюджет	80.968	388.516
Износ и амортизация	73.880	78.175
Материалы	67.549	52.840
Расходы по аренде	66.169	75.799
Консультационные услуги	59.228	49.238
Социальная программа	40.238	40.693
Услуги связи	23.507	21.050
Банковские услуги	22.521	24.086
Охрана	11.974	15.053
Коммунальные услуги	11.744	6.554
Страхование	5.446	5.143
Штрафы и пени	1.566	9.742
Прочие	294.288	322.131
	3.357.240	2.788.663

30. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Процентный доход от предоставленного займа	404.709	965.191
Процентный доход по банковским депозитам	16.642	95.762
Процентный доход по депозитам на ликвидационный фонд	121.071	81.574
	542.422	1.142.527

31. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Расходы по вознаграждению (Примечание 17)	8.003.161	8.686.611
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 18)	134.723	114.081
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 20)	122.631	147.880
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 20)	73.031	81.725
Прочие	185.662	69.500
	8.519.208	9.099.797

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ/(РАСХОДЫ), НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Доход от изменения в оценке резерва по ликвидации и восстановлению месторождений, исторических затрат и инвестиций в социальную инфраструктуру (<i>Примечания 18</i>)	33.899	-
Износ и амортизация	(8.978)	(15.517)
Убыток от выбытия основных средств и нефтегазовых активов, нетто	(1.873)	(1.406)
Прочие	185.196	95.134
	208.244	78.211

33. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 года и 2016 года, Группа имела торговые операции со следующими связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	2017 год	2016 год
Финансовые доходы	358.778	965.191
Финансовые расходы	(694.808)	(1.376.960)
Приобретение услуг	(5.942)	-
Прочие доходы	54.304	9.675

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
Займы полученные	19.380.990	12.726.108
Займы выданные (<i>Примечание 9</i>)	4.046.859	150.672
Торговая дебиторская задолженность (<i>Примечание 11</i>)	72.815	11.002

За годы, закончившиеся 31 декабря 2017 года и 2016 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы, в количестве 14 человек, состояла в основном из единовременных выплат работникам и составила 793.691 тысячи тенге и 415.785 тысяч тенге соответственно.

34. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условные обязательства по Контрактам на недропользование

Несоблюдение Контрактов на недропользование

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

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контрактам на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Размер социальных обязательств оговорен в Контрактах на недропользование. Резерв по таким обязательствам отражен в консолидированной финансовой отчётности Группы (*Примечание 20*). Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

34. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)

Обязательства по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных капитальных затрат по месторождениям Кара Арна, Восточная Кокарна и Матин. Как минимум 50% этих затрат должны распределяться через образовательные учреждения Республики Казахстан. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов.

Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактами на недропользование Группа обязана продавать 15% добытой нефти на месторождениях Кара Арна и Восточная Кокарна на местный рынок в Республике Казахстан. Руководство считает, что Группа выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов.

Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактами на недропользование по завершении эксплуатации нефтяного месторождения Группа обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяных месторождениях в порядке, установленном Законом о недропользовании. Группа отразила обязательства по ликвидации и восстановлению месторождений в данной консолидированной финансовой отчётности (*Примечание 18*). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме обязательства, начисленного на восстановление месторождений в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контрактам на недропользование Группа обязана создать ликвидационный фонд для финансирования ликвидации последствий нефтегазовых операций в размере 1% от общей суммы инвестиций, вложенных в течение периода действия Контрактов на недропользование. Взносы в ликвидационный фонд должны производиться на специальный депозитный счёт в любом банке Республики Казахстан (*Примечание 15*). Также Группа обязана получить от Правительства Республики Казахстан одобрение программы по ликвидации последствий своей деятельности в соответствии с Контрактами на недропользование, включая смету ликвидационных затрат не позднее, чем за 360 дней до истечения срока Контрактов на недропользование. Группа отразила обязательства по ликвидации определённых скважин и восстановлению занимаемого ими участка в данной консолидированной финансовой отчётности.

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

Обязательства по страхованию

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

Группа утвердила в Компетентном органе от Правительства Республики Казахстан – Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Программу страхования рисков, имущества и ответственности Группы по Контрактам на недропользование.

Прочие условные обязательства

Договорные обязательства по контракту на недропользование

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

34. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Прочие условные обязательства (продолжение)

Операционная среда

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

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

Налогообложение

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

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

Вопросы охраны окружающей среды

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

Юридические вопросы

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

35. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

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

Товарно-ценовой риск

Товарно-ценовой риск – это риск, при котором изменения в рыночных ценах на продукты Группы (нефть) будут отрицательно влиять на текущие или будущие доходы Группы.

Кредитный риск

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В течение 2017 и 2016 годов Группа получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2017 году доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 71% (в 2016 году: доходы Vitol Central Asia S.A. составили 72%) от общего дохода Группы.

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

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

В тысячах тенге	Местонахождение	Агентство	На 31 декабря			
			2017 года	2016 года	2017 года	2016 года
АО ДБ «Банк Китая в Казахстане»	Казахстан	Standard & Poor's	A/стабильный	A/стабильный	3.385.850	71.637
АО «Евразийский банк»	Казахстан	Standard & Poor's	B/стабильный	B/стабильный	960.692	833.786
АО «Qazaq Banki»	Казахстан	Standard & Poor's	B-/негативный	B-/негативный	690.171	572.647
Bank of America	США	Standard & Poor's	BBB+/стабильный	BBB+/стабильный	117.555	1.255.131
АО «АТФ Банк»	Казахстан	Standard & Poor's	B-/негативный	B-/негативный	50.748	58.554
АО «Казкоммерцбанк»	Казахстан	Standard & Poor's	B-/негативный	B-/негативный	2.575	4.105
АО «Торгово-промышленный Банк Китая в Алматы»	Казахстан	Standard & Poor's	A/стабильный	A/стабильный	1.880	1.887

Риск процентной ставки

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

В настоящее время данный риск Группы связан с привлечением займов на основе плавающей процентной ставки – ЛИБОР. Руководство Группы не ограничивало влияние данного риска использованием производных финансовых инструментов.

Валютный риск

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

Валютный риск Группы в основном связан с задолженностью по займам, торговой дебиторской задолженностью, а также денежными средствами.

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

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

Деноминированы в долларах США	31 декабря	31 декабря
	2017 года	2016 года
Активы	13.166.155	7.092.926
Обязательства	(136.674.168)	(150.178.086)
Чистая балансовая позиция	(123.508.013)	(143.085.160)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

35. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанным с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчётов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Группы и 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 года. При конвертации на конец периода используются курсы, изменённые на 10%/(10)% по сравнению с действующими (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 на 13%, уменьшение на 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 (убыток)/прибыль	(12.350.801)	12.350.801	(18.601.071)	18.601.071

Риск ликвидности

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

Операционный риск

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

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

36. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

5 февраля 2018 года в соответствии с Листинговыми правилами АО «Казахстанская фондовая биржа» Компания увеличила количество объявленных акций за счёт их дробления в пропорции 1:10.000, и таким образом, увеличила количество простых акций Компании с 15.000 штук до 150.000.000 штук. В результате чего, общее количество объявленных простых акций Компании составит 150.000.000 штук, в том числе, 80.000.000 штук размещённых простых акций.

9 января 2018 года Компания подписала дополнительное соглашение с АО ДБ «Банк Китая в Казахстане» о реструктуризации основного долга и переноса сроков погашения первого транша с 30 июля 2018 года до 22 апреля 2022 года.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2018 году добыча нефти планируется на уровне 412 000 тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2018 году запланировано бурение 13 добывающих скважин из них 4 скважины горизонтальные. Также запланировано выполнение геолого-технических мероприятий на существующих скважинах, в том числе операции по повышению нефтеотдачи пластов и изоляции водяных пластов различными способами, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

По результатам интерпретации данных по сейсморазведке МОГТ 3D на расширенной контрактной территории месторождения Матин были выделены перспективы доразведки месторождения и спланированы работы по бурению разведочных скважин. В 2018 году на месторождении Матин планируется бурение 2-х разведочных скважин №№18М, 19М на расширенной территории. В пробуренной в 2016 году разрезе скважины №14М выявлены залежи высоковязкой нефти. Продолжится испытание и подбор соответствующей технологии по извлечению высоковязкой нефти. По результатам этих работ будет дана оценка данной залежи по категории «запасы» или «ресурсы».

11. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

11.1. ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Обращение руководства	1
2. Информация о компании	2
2.1 АО Матен Петролеум	2
2.2 Дочерние и зависимые организации	3
2.3 Производственная структура	3
2.4 Информация о запасах	4
3. Основные события отчетного года	4
4. Операционная деятельность	5
4.1. Анализ нефтегазовой отрасли, макро-микроэкономические изменения	5
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи	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	12
5.3. Финансовые показатели	14
6. Анализ рисков и управления рисками	15
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды	16
7.1. Система организации труда работников	16
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная	17
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах, мероприятиях	17
8. Корпоративное управление	17
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов	17
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании	18
8.3. Организационная структура	18
8.4. Совет директоров	19
8.5. Исполнительный орган	21
8.6. Комитеты совета директоров и их функции	21
8.7. Внутренний контроль и аудит	21

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2017

8.8. Информация о дивидендах.....	21
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	22
8.10. Информация о вознаграждениях.	22
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	22
9. Финансовая отчетность.....	24
10. Основные цели и задачи на следующий год.	74
11. Дополнительная информация.	75
11.1. Оглавление	75
11.2. Глоссарий.....	76
11.3. Контактная информация.	77

11.2. ГЛОССАРИЙ.

АНПЗ	ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
барр.	Баррель
ГЗУ	Газо замерная установка
Категория 1Р	Доказанные запасы
Категория 2Р	Доказанные и вероятные запасы
Категория 3Р	Доказанные, вероятные и возможные запасы
КПРС	Капитальный подземный ремонт скважин
КТК	Каспийский Трубопроводный Консорциум - нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок
НДПИ	Налог на добычу полезных ископаемых
НПС	Нефтеперекачивающая станция
Узень – Атырау – Самара (УАС)	Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию
ЭТП	Экспортная таможенная пошлина

ГODOVOЙ ОТЧЕТ 2017

11.3. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

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

КОНТАКТНОЕ ЛИЦО (запросы акционеров, институциональных инвесторов)

Серік Ержан, ведущий юрисконсульт
Телефон: 8 (727) 346-79-74; E-mail: e.serik@matenpetroleum.kz

АУДИТОРЫ

ТОО «Эрнст энд Янг», Республика Казахстан, 050060, г. Алматы, пр. Аль-Фараби 77/7, Здание «Есентай Тауэр»; Телефон: +7 (727) 258 59 60; Факс: +7 (727) 258 59 61; <http://www.ey.com/kz/ru/home>

РЕГИСТРАТОР

АО «Единый регистратор ценных бумаг», Республика Казахстан, 050040, г. Алматы, ул. Сатпаева, д. 30А/3; Телефон: +7 (727) 272 47 60; Факс +7 (727) 272 47 60; www.tisr.kz