

Maten Petroleum

2018



ГODOBOЙ ОТЧЕТ

АО «Матен Петролеум»

г. Атырау

1. ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА.

Прошедший 2018 год в целом был стабильным для нашей компании, что позволило продолжить инвестиции в основной капитал и бурение новых скважин. Добыча по каждой из пробуренных скважин дала результаты, превышающие плановые цели. Так же приросту добычи порядка на 31 тыс. тонн способствовал капитальный ремонт старых скважин в основном с переходом на другие горизонты. В виду того, что месторождения АО «Матен Петролеум» находятся в поздней стадии разработки, проведенные геолого-технические мероприятия все-таки не компенсировали естественное падение добычи нефти, и по сравнению с предыдущим годом объем добычи уменьшился на 5,5% и составил 412 тыс. тонн. Между тем, рост добычи нашей 100% дочерней компанией АО «КоЖаН» более чем на 50% по сравнению с прошлым годом позволило превзойти потери и достичь совокупного объема добычи в 955 тыс. тонн.



Мы так же продолжаем практику применение инновационных путей бурения скважин и разработки месторождений. Начали практиковать новый вид заканчивания скважины установкой фильтра в интервале продуктивного горизонта вместо эксплуатационной колонны, что дало хорошую производительность горизонтальных скважин. Для повышения эффективности закачки попутно-пластовой воды в пласт и поддержки пластового давления были применены методы глино-кислотного разрыва низко проницаемых пластов на месторождении Восточная Кокарна. Наряду с применением новых типов нагнетательных насосов это позволило значительно увеличить объемы закачки попутно-пластовых вод в пласт.

Компания продолжает уделять большое внимание производственной безопасности. Инженера и работники месторождений прошли дополнительный профессиональный тренинг по технике безопасности. Система мотивации персонала была дополнена поощрениями за улучшения процессов соблюдения безопасности на производстве. Ввели в эксплуатацию новую противопожарную систему в пункте сдачи нефти в магистральный нефтепровод.

АО «Матен Петролеум» завершил 2018 год безопасной, стабильно растущей компанией. Мы намерены продолжить усилия в данном направлении и в последующие годы.

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 месторождениях 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 2018 года составляет 439 человек.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

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».

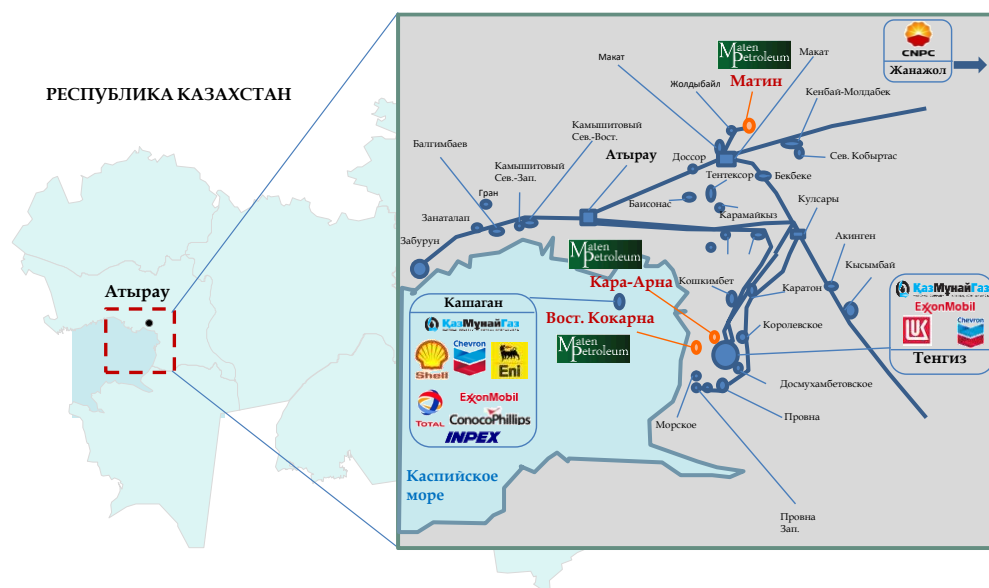
Дочерней организации принадлежат следующие нефтегазовые активы, которые расположены в Атырауской области:

- 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 2019 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 2018 года составляет 234 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, Лукойла и КазМунайГаза. 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 2018

2.4 ИНФОРМАЦИЯ О ЗАПАСАХ

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

Месторождение	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2018 г., тыс. тонн	Объем 1Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Кара-Арна	Добыча	219,3	30,71	37,63	19.02.2023г.
Кокарна Вост.	Разведка и добыча	58,8	14,99	20,71	01.01.2028г.
Матин	Добыча	134,0	16,62	23,97	13.10.2020г.
ВСЕГО		412,1	62,32	82,31	

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

Месторождение	Тип контрактов	Объем добычи нефти в 2018 г., тыс. тонн	Объем 1Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Объем 2Р запасов, млн. барр. ⁽¹⁾	Дата окончания контракта
Морское	Разведка и добыча	534,2	45,82	83,91	17.02.2034г.
Каратал	Разведка и добыча	3,1	0,31	0,57	17.02.2034г.
Даулеталы	Разведка и добыча	-	-	-	17.02.2034г.
ВСЕГО		537,3	46,13	84,48	

(1) Источник: Отчет Gaffney, Cline & Associates. По состоянию на 31.12.2018г.

Согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года, 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.

АО «Матен Петролеум», при годовом плане 412 000 тонн нефти на 2018 год, добыло 412 075 тонн.

По месторождению Кара-Арна планировалась добыча нефти 227 000 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 200 810 тонн;
- за счет ГТМ 11 610 тонн;
- ввода из эксплуатационного бурения 6 скважин с добычей 14 580 тонн.

Фактически было добыто 219 313 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 189 535 тонн;
- за счет ГТМ 18 810 тонн;
- ввода 6 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 10 968 тонн.

По месторождению Восточная Кокарна планировалась добыча нефти 58 700 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 56 273 тонн;
- за счет ГТМ 2 427 тонн;

Фактически за год было добыто 58 764 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 53 343 тонн;
- за счет ГТМ 5 421 тонн;

По месторождению Матин планировалась добыча нефти 126 300 тонн с учетом:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 110 755 тонн;
- за счет ГТМ 3 549 тонн;
- ввода скважин из эксплуатационного бурения 7 скважин с добычей 11 996 тонн.

Фактический за год было добыто 133 998 тонн нефти в том числе:

- из скважин переходящих с прошлых лет без учета ГТМ 116 140 тонн;
- от за счет ГТМ 6 910 тонн;
- от ввода 7 скважин из эксплуатационного бурения с добычей 10 948 тонн.

В 2018 году с целью уточнения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности меловых, юрских и пермтриасовых отложений пробурена независимая оценочная скважина №18М. По результатам отбора керна во время бурения и интерпретации данных ГИС открытого ствола с целью испытания выделено 3 (три) объекта пермтриасового горизонта. Пласты характеризуются как низкопроницаемые, нефть тяжелая, трудноизвлекаемая. В связи с этим в данное время специалистами компании осуществляется поиск технологий по разработке трудноизвлекаемых залежей нефти. По результатам испытания скважины №18М будут выяснены перспективы бурения зависимой оценочной скважины №19М.

4. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.**4.1. АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, МАКРО-МИКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ**

В 2018 году объем добычи нефти в РК составил 90,3 млн тонн, рост к уровню 2017 года — 4,7% (86 млн тонн). Основной прирост добычи связан со стабильным ростом на месторождении Кашаган (13,2 млн тонн), а также за счет роста на Тенгизе (28,6 млн тонн) и Карачаганаке (11 млн тонн). На 2019 год план добычи нефти РК составляет 89 млн тонн. Снижение объемов обуславливается плановыми капитальными ремонтами на Кашагане, Тенгизе и Карачаганаке. Также ожидается снижение добычи на месторождениях Кызылординской и Актюбинской групп, связанное с поздней стадией разработки и естественным истощением месторождений.



Средняя цена нефти сорта Brent за 2018 год составила \$71,31/барр., что на 31,6% выше по сравнению с предыдущим годом. Основным фактором роста цены стало сокращение добычи нефти в рамках соглашения между странами ОПЕК и крупными независимыми экспортерами нефти. Высокая согласованность действий стран-участниц соглашения способствовала постепенной балансировке рынка в результате сокращения торговых остатков.

Налоговые начисления за 2018 год в секторе добычи нефти и газа увеличились на 39% и составили 393 млрд тенге, (282 млрд тенге в 2017 году), что объясняется влиянием мирового рынка нефти на показатели внутреннего рынка.

С 2018 года в целях стимулирования активного проведения геолгоразведочных работ в Налоговый кодекс внесены изменения, согласно которым недропользователь имеет право компенсировать понесенные с 1 января 2018 года расходы на разведку за счет доходов от контрактов на добычу, отнеся на вычеты образуемую группу амортизируемых активов, но не выше 25%. Норма будет действовать только при одновременном наличии контрактов на разведку и добычу. Данная норма позволит перераспределить налоговое бремя — уменьшенное на стадии разведки и увеличенное в момент перехода к добыче. По новым контрактам на стадии разведки исключены все «неналоговые»

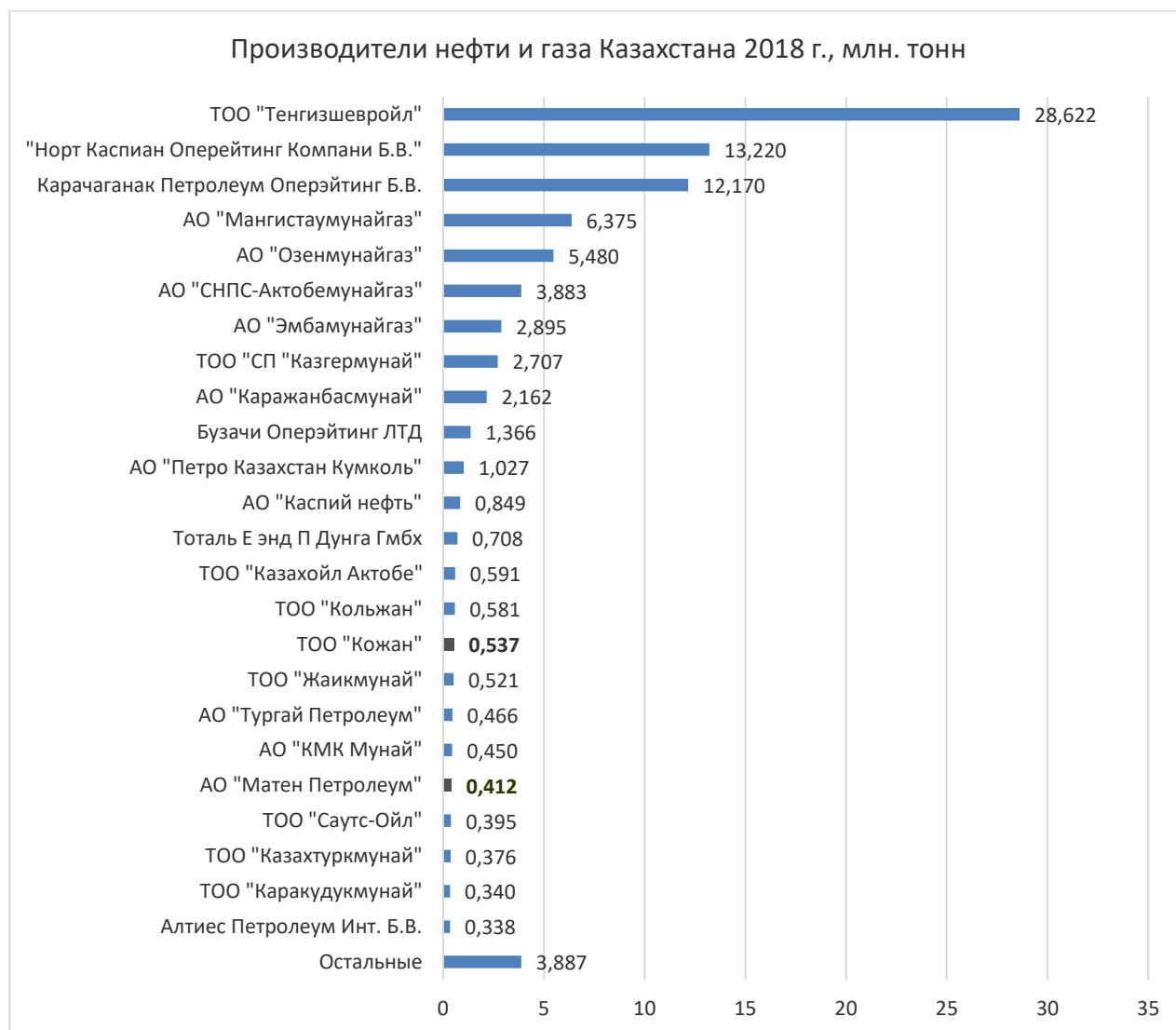
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

платежи, существующие согласно Закону РК «О недрах и недропользовании» 2010 года (обязательства недропользователей по финансированию обучения работников и казахстанских граждан, по финансированию социально-экономического развития регионов, по финансированию НИОКР). Также с 2019 года отменен бонус коммерческого обнаружения. Данное изменение направлено на исключение наказания недропользователя за положительный результат геологоразведки.

4.2. ДОЛЯ РЫНКА, МАРКЕТИНГ И ПРОДАЖИ

Доля АО «Матен Петролеум» и АО «КоЖаН» в годовой добыче нефти в Казахстане за 2018 год составляет чуть более одного процента. Компании занимают 20 и 16 места по добыче за прошлый год (412 тыс. тонн и 537 тыс. тонн соответственно).

Традиционно основной объем нефтедобычи в прошлом году пришелся на тройку гигантов – Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, на долю которых приходится порядка 60% всей добычи страны. Детальная структура общереспубликанского объема добычи сырой нефти показана на схеме ниже.



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

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.

В 2018 году экспорт нефти осуществлялся по двум маршрутам:

- через КТК, к которому месторождения имеют прямой выход, с дальнейшей перевалкой через отдельный морской терминал КТК, расположенный в г. Новороссийск;
- по нефтепроводу Атырау-Самара далее по системе АК «Транснефть» до портов Балтийского моря.

Нефть, реализованная, на внутреннем рынке доставляется по внутренним нефтепроводам до покупателя и, как правило, перерабатывается на АНПЗ. За 2018 год поставка на внутренний рынок составила около 1,5 % от объема добычи нефти.

Основным покупателем экспортной нефти Компании в 2018 году являлся Vitol Central Asia S.A., с которым был заключен долгосрочный контракт на поставку нефти. Покупателями на внутреннем рынке являются ТОО «Премиум Холдинг».

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

Благоприятная конъюнктура мировых цен на энергоносители по сравнению с 2017 годом позволила компании при снижении объема реализации нефти по сравнению с предыдущим годом увеличить выручку от реализации нефти. Так средняя цена реализации нефти на экспорт в 2018 году составила 68 долларов США за баррель, в то время как в 2017 году аналогичный показатель составлял 52,1 долларов США (+30,5%).

Увеличение денежных потоков позволило провести весь спектр геолого-технических мероприятий (ГТМ) направленных на увеличение добычи нефти от старых переходящих скважин. За счёт этого при плане добычи за счет ГТМ 17 586 тонн, добыто 31 141 тонн. Тем не менее по месторождению Кара-Арна план добычи был выполнен на 96,6% из-за неполучения ожидаемых дебитов по новым скважинам (10 968 тонн при плане 14 580 тонн)

В течении 2018 года планировалось пробурить 13 эксплуатационных скважин, фактически было пробурено 13 скважин.

5.2. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Производственно-финансовые показатели.

Наименование	Ед.изм.	2016	2017	2018
ДОБЫЧА	тонна	630 013	770 104	949 418
<i>Темп роста / падения</i>	%	-0,2%	22,0%	23,0%
ВЫРУЧКА, чистая	млн. тенге	51 925	81 804	137 991
<i>Темп роста / падения</i>	%	20,4%	57,5%	68,7%
СЕБЕСТОИМОСТЬ	млн. тенге	-14 952	-19 459	-28 509
<i>Темп роста / падения</i>	%	-11,4%	30,1%	46,5%
РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗ И ОАР	млн. тенге	-19 328	-31 070	-56 854
<i>Темп роста / падения</i>	%	-5,0%	60,8%	83,0%
ЕБИТДА	млн. тенге	22 778	37 966	62 483
<i>маржа ЕБИТДА</i>	%	43,9%	46,4%	45,3%
НОРАТ	млн. тенге	14 539	24 835	41 693
<i>маржа НОРАТ</i>	%	28,0%	30,4%	30,2%
Свободный денежный поток	млн. тенге	-1 241	15 672	34 748
Капитальные затраты	млн. тенге	20 834	15 645	16 839

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

Объемы продаж и цены реализации нефти.

Наименование		2016	2017	2018
Объем реализации нефти		593 513	774 343	940 632
Экспортные продажи	тонн	465 975	621 743	753 432
Внутренние продажи	Тонн	127 538	152 600	187 200
Цена реализации нефти				
Цена экспорт	тенге/тонна	110 016	124 326	174 975
то же в валюте реализации	долл.США/тонна	321,5	381,1	507,2
Цена внутренний рынок	тенге/тонна	27 415	40 880	55 478
Выручка		51 925	81 804	137 991
Экспортные продажи нефти	млн. тенге	51 264	77 298	131 831
Внутренние продажи нефти	млн. тенге	3 496	6 238	10 385
Удержания за качество нефти	млн. тенге	-2 835	-1 732	-4 225

Производственные расходы (млн. тенге):

Наименование	2016	2017	2018
Себестоимость	-14 952	-19 459	-28 509
Износ и амортизация	-4 905	-6 340	-9 735
НДПИ	-2 666	-4 419	-8 279
Заработная плата и соответствующие налоги	-2341	-2 507	-2 934
Товарно-материальные запасы	-859	-1 053	-1 681
Расходы на транспортировку	-991	-961	-1 292
Имущественный налог	-488	-602	-786
Аренда	-472	-573	-721
Текущий ремонт и техобслуживание	-519	-546	-652
Электроэнергия	-500	-510	-492
Геологические и геофизические работы	-295	-302	-246
Изменения в запасах сырой нефти	795	-278	250
Расходы на питание	-238	-258	-276
Расходы по обслуживанию скважин	-338	-174	-170
Услуги охраны	-145	-161	-147
Страхование	-147	-92	-109
НИОКР	-55	-	-
Прочие расходы	-788	-683	-1249

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

Наименование	2016	2017	2018
Расходы по реализации	-16 539	-27 712	-49 357
Рентный налог	-2689	-8 532	-20 037
Подготовка и транспортировка нефти	-7150	-8 676	-11 372
Таможенные процедуры	-6179	-9 881	-17 383
Демередж	-87	-118	-
Тех потери при транспортировке нефти	-41	-60	-74
Износ и амортизация	-71	-68	-76
Прочие	-322	-377	-415

Наименование	2016	2017	2018
Общие и административные расходы	-2 789	-3 357	-7 497
Заработная плата и соответствующие налоги	-1 438	-2 339	-3 261
Резерв под штрафы, связанные с контрактом на недропользование			-1 336
Резерв по ожидаемым кредитным убыткам			-786
Командир и представ расходы	-90	-117	-158
Расходы по аренде	-76	-66	-89
Социальная программа	-41	-40	-24
Обучение персонала	-172	-143	-177
Консультационные услуги	-49	-59	-306
Материалы	-53	-68	-67
Износ и амортизация	-78	-74	-83
Охрана	-15	-11	-11
Страхование	-5	-5	-6
Налоги другие платежи в бюджет	-389	-81	-138
Услуги связи	-21	-23	-26
Банковские услуги	-24	-23	-19
Коммунальные услуги	-7	-12	-5
Штрафы и пени	-10	-2	-478
Прочие	-321	-294	-527

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

5.3. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Финансовые показатели по Группе Компаний.

Показатель	На 31.12.2016	На 31.12.2017	На 31.12.2018
Уставный капитал, млн. тенге	80	80	80
Собственный капитал, млн. тенге	-41 616	-24 181	-12 406
Совокупные активы, млн. тенге	156 208	175 534	194 864
Объем продаж, млн. тенге	51 925	81 804	137 991
Валовый доход, млн. тенге	36 973	62 345	109 482
Чистая прибыль, млн. тенге	9 228	17 435	11 775
Балансовая стоимость простой акции, тыс. тенге	-5 209	-0,16	-3 029
ROA	5,9%	9,9%	6,0%
ROE	-	-	-
ROS	71,2%	21,3%	8,5%

Отрицательный собственный капитал возник из-за курсовой разницы в связи с резкой девальвацией тенге к концу 2015 в начале 2016 года.

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 2018 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 2018 Компания получила существенную долю в доходе от одного клиента (Vitol Central Asia S.A. - 99,6% 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 2018

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 2018 года в Компании работало 447 человек, из которых 351 занято непосредственно на нефтепромыслах. Доля казахстанских сотрудников составляет 98%.

В Компании действует постоянная программа обучения по промышленной безопасности и повышение профессионального уровня работников. Расходы на обучение персонала в 2018 году, включая обучение детей сотрудников в высших и среднетехнических учебных заведениях по перечню наиболее востребованных специальностей нефтегазовой сферы, составили сумму порядка 120,4 миллионов тенге.

Несчастных случаев в производстве в 2018 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.

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 2018 году были посажены саженцы в количестве 200 штук. По программе экологического контроля проведен экологический мониторинг на объектах на сумму 12,8 миллионов тенге.

Согласно плана природоохранных мероприятий по охране окружающей среды для объектов АО «Матен Петролеум», утвержденного Департаментом экологии по Атырауской области на 2018 – 2022 годы, в 2018 году на выполнение природоохранных мероприятий израсходовано 120,8 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 2018 году на эти цели было отчислено 20 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 2018 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.

8.2. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ. СУЩЕСТВЕННЫЕ СДЕЛКИ С АКЦИЯМИ КОМПАНИИ

Первоначально 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). 26 февраля 2018 года Компания осуществила распределение акций в количестве 79.992.000 штук в связи с дроблением акций согласно пропорции 1:10.000. Дата регистрации операции в реестре держателей ценных бумаг 11 апреля 2018 года.

Акционерный капитал, тыс. тенге	80 000			
Количество объявленных простых акций, шт.	150 000 000			
Количество объявленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество размещенных простых акций, шт.	80 000 000			
Количество размещенных привилегированных акций, шт.	—			
Количество выкупленных простых акций, шт.	—			
Количество выкупленных привилегированных акций, шт.	—			
Количество акций в свободном обращении, шт.	—			
Наименование держателя	на 31.12.2017г.		на 31.12.2018г.	
	%	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 2018 год Компания не выпускала и не выкупала собственных акций.

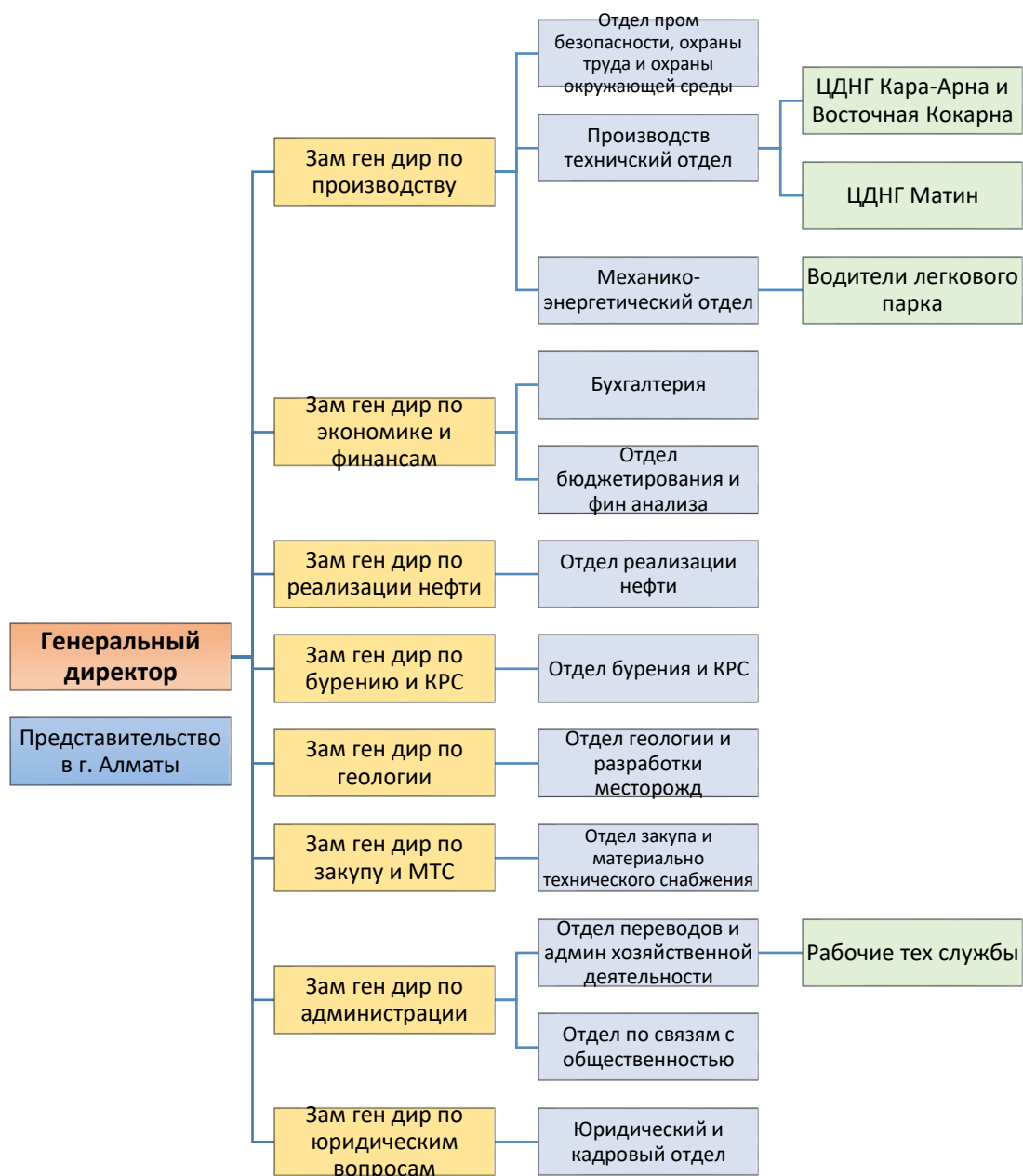
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

8.3. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА.

Руководство Компании осуществляется Центральным аппаратом управления, расположенным в г. Атырау. Основные функции разделены по областям компетенции между Генеральным директором и заместителями генерального директора, руководящими профильными подразделениями и подчиняющихся непосредственно Генеральному директору.

На нефтепромысле суммарно занято 356 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.



ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018**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.

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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

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.

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 2018 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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

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 31.12.2018г. составляет минус 156 тенге, базовая прибыль на акцию за 2018г. 295 тенге.

8.9. ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ.

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

8.10. ИНФОРМАЦИЯ О ВОЗНАГРАЖДЕНИЯХ.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, общая сумма вознаграждения и премии, выплаченного членам исполнительного органа АО «Матен Петролеум», составила 96 829 тысячи тенге.

Вознаграждение членам Совета директоров в 2018 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.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

В течение 2018 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.

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 2018 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	6-47

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционеру АО «Матен Петролеум»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчётности АО «Матен Петролеум» и ее дочерней организации («Группа»), состоящей из консолидированного отчёта о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 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 2018 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 каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий 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 отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. 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 указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

Ключевые вопросы 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, амортизации 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 Существенные учетные суждения и допущения.

Финансовые ковенанты по кредитным соглашениям

По состоянию на 31 декабря 2018 года, у Группы имелся ряд финансовых ковенантов по кредитным соглашениям с «Банком Китая», расчет которых включает финансовые показатели Группы и финансовые показатели её связанной стороны.

Мы рассматриваем данный вопрос как один из наиболее значимых для аудита в связи с размером задолженности, отраженной на балансе. Кроме того, нарушение данных ковенантов может привести к досрочному взысканию всей суммы задолженности Группы перед «Банком Китая».

Информация о данных ковенантах представлена в Примечании 17 к консолидированной финансовой отчётности.

Как соответствующие ключевые вопросы были рассмотрены 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.

Мы изучили условия кредитных соглашений с «Банком Китая». Мы провели анализ ковенантов, закрепленных в кредитных соглашениях. Мы сравнили показатели, использованные для расчета финансовых коэффициентов, с данными консолидированной финансовой отчётности. Мы также проверили арифметическую точность расчетов показателей, являющихся предметом ковенантов.

Мы проанализировали информацию о ковенантах в кредитных соглашениях, представленную в Примечаниях к консолидированной финансовой отчётности.

Прочая информация, включённая в Годовой отчёт Группы за 2018 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.

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

В связи с проведением нами аудита 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 отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, 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 отчете, 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 отчеты независимого аудитора, - Кайрат Медетбаев.

ТОО «Эрнст энд Янг»



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»

28 июня 2019 года



Рустамжан Саттаров
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 2018 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Нефтегазовые активы и права на недропользование	5	139.175.218	130.889.640
Основные средства	6	2.533.274	1.922.714
Незавершенное строительство	7	13.233.501	13.563.694
Нематериальные активы		73.285	49.558
Разведочные и оценочные активы	8	2.446.853	2.668.783
Долгосрочные авансы выданные	13	2.216.250	-
Прочие долгосрочные активы		36.092	32.859
Займы выданные	9	1.554.130	924.130
Денежные средства, ограниченные в использовании	15	482.118	1.174.947
		161.750.721	151.226.325
Текущие активы			
Займы выданные	9	3.796.935	3.129.591
Товарно-материальные запасы	10	2.320.677	2.021.405
Торговая дебиторская задолженность	11	12.133.593	9.681.045
Налоги к возмещению	12	4.230.544	2.819.757
Авансы выданные	13	2.036.771	2.378.293
Предоплата по подоходному налогу	23	642.737	144.374
Прочие краткосрочные активы	14	1.759.665	247.465
Денежные средства и их эквиваленты	15	6.192.686	3.885.318
		33.113.608	24.307.248
Итого активы		194.864.329	175.533.573
Капитал и обязательства			
Капитал			
Акционерный капитал	16	80.000	80.000
Накопленный убыток		(12.485.550)	(24.260.656)
		(12.405.550)	(24.180.656)
Долгосрочные обязательства			
Займы	17	120.937.338	18.671.392
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений	18	3.290.047	2.105.883
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	19	19.944.566	21.618.899
Прочие долгосрочные обязательства	20	2.005.938	1.954.199
		146.177.889	44.350.373
Текущие обязательства			
Займы	17	33.303.404	115.675.252
Торговая кредиторская задолженность	21	6.672.837	15.841.761
Обязательства по договорам с покупателями / авансы полученные	22	8.377.707	16.770.229
Подоходный налог к уплате	23	1.715.843	1.307.674
Прочие налоги к уплате	24	8.922.487	4.841.645
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	25	2.099.712	927.295
		61.091.990	155.363.856
Итого капитал и обязательства		194.864.329	175.533.573
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	16	(156)	(3.028.777)

Сю Хуаньцин
Генеральный директор

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

Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учетная политика и пояснительные примечания 1-37 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.


КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2018 год	2017 год
Выручка по договорам с покупателями	26	137.990.971	81.803.708
Себестоимость реализованной продукции	27	(28.509.432)	(19.458.969)
Валовая прибыль		109.481.539	62.344.739
Расходы по реализации	28	(49.357.024)	(27.712.290)
Общие и административные расходы	29	(7.497.079)	(3.357.240)
Финансовые доходы	30	771.369	542.422
Финансовые расходы	31	(11.028.139)	(8.519.208)
(Отрицательная) / положительная курсовая разница, нетто	32	(19.660.891)	577.424
Прочие (расходы) / доходы, нетто	33	(39.052)	208.244
Прибыль до налогообложения		22.670.723	24.084.091
Расходы по подоходному налогу	19	(10.895.617)	(6.648.617)
Чистая прибыль за год		11.775.106	17.435.474
Прочий совокупный доход		-	-
Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов		11.775.106	17.435.474
Базовая прибыль на акцию			
Базовая прибыль на акцию	16	0,295	2.179,000


Сяо Хуаньцин
Генеральный директор




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


Кусниденова Э.С.
Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания 1-37 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах тенге</i>	Акционерный капитал	Накопленный убыток	Итого собственный капитал
На 1 января 2017 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)
Чистая прибыль за год	-	11.775.106	11.775.106
Итого совокупный доход за год	-	11.775.106	11.775.106
На 31 декабря 2018 года	80.000	(12.485.550)	(12.405.550)


 Сяо Хуаньцин
 Генеральный директор


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




 Кусниденова Э.С.
 Главный бухгалтер

Прилагаемая учётная политика и пояснительные примечания 1-37 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2018 год	2017 год
Денежные потоки от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения		22.670.723	24.084.091
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизация	27, 28, 29, 33	9.903.210	6.491.667
Убыток от выбытия основных средств, нефтегазовых активов и списания непродуктивных скважин	33	267.078	1.873
Финансовые расходы	31	11.028.139	8.519.208
Финансовые доходы	30	(771.369)	(542.422)
Отрицательная / (положительная) курсовая разница, нетто	32	19.660.891	(577.424)
Убыток / (доход) от изменения в оценке обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений	33	33.732	(33.899)
Резерв на обесценение авансов выданных		28	38.691
Резерв на обесценение дебиторской задолженности и займов выданных	29	786.365	-
Резерв под штрафы, связанные с контрактом на недропользование	29	1.336.264	-
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		64.915.061	37.981.785
Изменения в оборотном капитале			
Изменения в торговой дебиторской задолженности, авансах выданных и прочих краткосрочных активах		(4.840.774)	(4.128.609)
Изменения в налогах к возмещению		(1.375.537)	1.367.710
Изменения в товарно-материальных запасах		(217.216)	253.915
Изменения в прочих долгосрочных активах		3.004	3.535
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(106.132)	455.078
Изменения в обязательствах по договорам с покупателями		(8.419.271)	15.430.709
Изменения в прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательствах		(1.381.449)	(594.160)
Изменения в прочих налогах к уплате		2.704.883	1.329.263
Поступление денежных средств от операционной деятельности		51.282.569	52.099.226
Подоходный налог уплаченный		(12.637.385)	(6.897.416)
Полученные вознаграждения		-	22.333
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		38.645.184	45.224.143
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Займы работникам, за минусом погашений		1.008	924
Приобретение нефтегазовых активов		(227.906)	(15.201)
Приобретение основных средств		(196.323)	(120.048)
Затраты на незавершенное строительство		(26.749.726)	(18.287.870)
Приобретение нематериальных активов		(43.638)	(10.776)
Приобретение разведочных и оценочных активов		(44.356)	(527.611)
Предоставление займов		(644.676)	(3.797.060)
Погашение займов выданных		72.300	227.520
Депозит на ликвидацию и восстановление месторождений		(63.024)	(184.348)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(27.896.341)	(22.714.470)

Прилагаемая учетная политика и пояснительные примечания 1-37 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)


<i>В тысячах тенге</i>	Прим.	2018 год	2017 год
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Поступления по займам	17	46.613.812	5.833.930
Выплата вознаграждений	17	(7.364.120)	(6.195.171)
Погашение займов	17	(48.904.000)	(18.729.187)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(9.654.308)	(19.090.428)
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты			
		1.212.833	(93.244)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		2.307.368	3.326.001
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года			
	15	3.885.318	559.317
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	15	6.192.686	3.885.318

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ – ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ


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

Незавершённое строительство

В 2018 году денежные выплаты по затратам на незавершенное строительство включали приобретения предыдущих периодов на сумму 9.718.228 тысяч тенге (2017 год: 2.423.447 тысяч тенге), которые были профинансированы увеличением кредиторской задолженности в соответствующем периоде.


Сю 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 2018 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. Бактыгеря 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 2018 и 2017 годов структура ее акционеров была следующей:

	2018 год		2017 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 28 июня 2019 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. Бактыгеря 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 Даулетагалы, 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.

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.

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 2018 года обменный курс КФБ составлял 384,20 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2018 года (в 2017 году: 332,33 тенге за 1 доллар США).

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Группа впервые применила МСФО (IFRS) 15 и МСФО (IFRS) 9. Характер и влияние изменений, обусловленных применением данных стандартов консолидированной финансовой отчётности, описаны ниже.

В 2018 году также были впервые применены некоторые другие поправки к стандартам и разъяснения, которые не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы. Группа не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

МСФО (IFRS) 15 заменяет МСФО (IAS) 11 «Договоры на строительство», МСФО (IAS) 18 «Выручка» и соответствующие разъяснения и применяется в отношении любой выручки, возникающей в связи с договорами с покупателями, кроме случаев, когда договоры относятся к сфере применения других стандартов. Для учета выручки, возникающей в связи с договорами с покупателями, новый стандарт предусматривает модель, включающую пять этапов. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

МСФО (IFRS) 15 требует, чтобы организации применяли суждение и учитывали все уместные факты и обстоятельства при применении каждого этапа модели в отношении договоров с покупателями. Стандарт также содержит требования к учету дополнительных затрат на заключение договора и затрат, непосредственно связанных с выполнением договора. Кроме того, стандарт требует раскрытия большого объема информации. Информация приведена в *Примечании 26*.

Группа применила МСФО (IFRS) 15 с 1 января 2018 года с использованием модифицированного ретроспективного метода применения. Согласно данному методу перехода стандарт может применяться либо ко всем договорам на дату его первоначального применения, либо только к тем договорам, которые не являются выполненными на эту дату. Группа приняла решение применять стандарт к договорам, которые не являются выполненными на 1 января 2018 года. Договоры предполагают заключение отдельного дополнительного соглашения к ежемесячной поставке нефти до начала месяца с указанием точного количества и цены на сырую нефть. Каждая поставка является отдельной обязанностью к исполнению. Применение МСФО (IFRS) 15 не оказало существенного влияния на накопленный убыток и на совокупный доход Группы или денежные потоки от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности.

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» заменяет МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты. МСФО (IFRS) 9 объединяет вместе три аспекта учета финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования. Группа применила МСФО (IFRS) 9, используя модифицированный ретроспективный метод.

Применение МСФО (IFRS) 9 не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

(а) Классификация и оценка

Группа продолжает оценивать все финансовые активы по справедливой стоимости. Займы, а также торговая дебиторская задолженность удерживаются для получения предусмотренных договором денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов. 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.

(б) Обесценение

Применение МСФО (IFRS) 9 радикально изменило порядок учета, используемый Группой в отношении убытков от обесценения по финансовым активам. Метод, используемый в МСФО (IAS) 39 и основанный на понесенных убытках, был заменен на модель прогнозных ожидаемых кредитных убытков (ОКУ).

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Группа отражала оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по всем займам и прочим долговым финансовым активам, которые не оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Ожидаемые кредитные убытки рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися организации в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить. Недополучение затем дисконтируется по ставке, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставке по данному активу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

(б) Обесценение (продолжение)

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если платежи по договору просрочены на 180 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных по договору, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой.

В результате применения МСФО (IFRS) 9 по состоянию на 1 января 2018 года Группа оценила дополнительный резерв под ожидаемые кредитные убытки, который оказался несущественным. Соответственно, накопленный убыток не был скорректирован.

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, возникшие 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. Данное разъяснение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 тогда, 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. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 на оценку операций по выплатам на основе акций с расчетами денежными средствами условий перехода прав; классификация операций по выплатам на основе акций, предусматривающих возможность расчетов на нетто-основе для обязательств по налогу, удерживаемому у источника; учет изменения условий операции по выплатам на основе акций, в результате которого операция должна классифицироваться как операция с расчетами долевыми инструментами, а не как операция с расчетами денежными средствами. При первом применении поправок организации не должны пересчитывать информацию за предыдущие периоды, однако допускается ретроспективное применение при условии применения поправок в отношении всех трех аспектов и соблюдения других критериев. Учетная политика Группы в отношении выплат на основе акций с расчетами денежными средствами соответствует подходу, описанному в поправках. Кроме того, Группа не осуществляет операции по выплатам на основе акций, предусматривающие возможность расчетов на нетто-основе для обязательств по налогу, удерживаемому у источника, и не изменяла условия операции по выплатам на основе акций. Следовательно, данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (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. Данные поправки не применимы к Группе.

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

В поправках разъясняется, что организация, специализирующаяся на венчурных инвестициях, или другая аналогичная организация может принять решение оценивать инвестицию в ассоциированные организации и совместные предприятия по справедливой стоимости через прибыль или убыток, отдельно для каждой такой инвестиции при ее первоначальном признании. Если организация, не являющаяся сама по себе инвестиционной организацией, имеет долю участия в ассоциированной организации или совместном предприятии, являющимися инвестиционными организациями, то при применении метода долевого участия такая организация может принять решение 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; (b) дату, на которую ассоциированная организация или совместное предприятие становятся инвестиционными организациями; и (с) дату, на которую ассоциированная организация или совместное предприятие, являющиеся инвестиционными организациями, впервые становятся материнскими организациями. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» – исключение ряда краткосрочных освобождений для организаций, впервые применяющих МСФО

Краткосрочные освобождения, предусмотренные пунктами E3-E7 МСФО (IFRS) 1, были исключены, поскольку они выполнили свое предназначение. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

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

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

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). Арендаторы будут обязаны признавать процентный расход по обязательству по аренде отдельно от расходов по амортизации актива в форме права пользования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

МСФО (IFRS) 16 «Аренда» (продолжение)

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

Порядок 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.

МСФО (IFRS) 16, вступающий в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, требует от арендодателей и арендаторов раскрытия большего объема информации по сравнению с МСФО (IAS) 17.

Переход на МСФО (IFRS) 16

Группа планирует применить МСФО (IFRS) 16 модифицированный ретроспективный подход в отношении договоров аренды, действующих на дату первоначального применения стандарта.

Группа приняла решение использовать освобождения, предусмотренные стандартом в отношении договоров аренды, срок аренды по которым на дату первоначального применения составляет не более 12 месяцев, а также договоров аренды, базовый актив по которым имеет низкую стоимость.

В 2018 году Группа осуществила предварительный анализ влияния МСФО (IFRS) 16, по результатам которого Группа не ожидает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 условиями прямого участия (метод переменного 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. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

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

Разъяснение рассматривает порядок учета налога на прибыль в условиях существования неопределенности в отношении 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.

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. Данное разъяснение не применимо к Группе.

Поправки к МСФО (IFRS) 9 – «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий SPPI) и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию SPPI независимо от того, какое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора.

Данные поправки применяются ретроспективно и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года. Допускается досрочное применение. Данные поправки не оказывают влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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, имеющих 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

Поправки к МСФО (IAS) 19 – «Внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе»

Поправки к МСФО (IAS) 19 рассматривают порядок учета в случаях, когда внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение отчетного периода. Поправки разъясняют, что если внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение отчетного периода, организация должна:

- определить стоимость услуг текущего периода применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, исходя из актуарных допущений, использованных для переоценки чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события;
- определить чистую величину процентов применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, с использованием: чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события; и ставки дисконтирования, использованной для переоценки этого чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами.

Поправки также разъясняют, что организация должна вначале определить стоимость услуг прошлых периодов или прибыль, или убыток от погашения обязательств, без учета влияния предельной величины актива. Данная сумма признается в составе прибыли или убытка. Затем организация должна определить влияние предельной величины активов после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе. Изменение данного влияния, за исключением сумм, включенных в чистую величину процентов, признается в составе прочего совокупного дохода.

Данные поправки применяются в отношении изменений программы, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, произошедших на дату или после начала первого годового отчетного периода, начинающегося 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Данные поправки будут применяться только в отношении будущих изменений программы Группы, ее сокращения или погашения обязательств по программе.

Поправки к МСФО (IAS) 28 – «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»

Поправки разъясняют, что организация применяет МСФО (IFRS) 9 к долгосрочным вложениям в ассоциированную организацию или совместное предприятие, к которым не применяется метод долевого участия, но которые, в сущности, составляют часть чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие (долгосрочные вложения). Данное разъяснение является важным, поскольку оно подразумевает, что к таким долгосрочным вложениям применяется модель ожидаемых кредитных убытков в МСФО (IFRS) 9.

В поправках также разъясняется, что при применении МСФО (IFRS) 9 организация не принимает во внимание убытки, понесенные ассоциированной организацией или совместным предприятием, либо убытки от обесценения чистой инвестиции, признанные в качестве корректировок чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие, возникающих вследствие применения МСФО (IAS) 28 «*Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия*».

Данные поправки применяются ретроспективно и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Данные поправки не применимы к Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

Данные усовершенствования включают следующие поправки:

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов»

В поправках разъясняется, что если организация получает контроль над бизнесом, который является совместной операцией, то она должна применять требования в отношении объединения бизнесов, осуществляемого поэтапно, включая переоценку ранее имевшихся долей участия в активах и обязательствах совместной операции по справедливой стоимости. При этом приобретатель должен переоценить всю имевшуюся ранее долю участия в совместных операциях.

Организация должна применять данные поправки в отношении объединений бизнесов, дата которых совпадает с или наступает после начала первого годового отчетного периода, начинающегося 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Данные поправки не применимы к Группе.

МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство»

Сторона, которая является участником совместных операций, но не имеет совместного контроля, может получить совместный контроль над совместными операциями, деятельность в рамках которых представляет собой бизнес, как этот термин определен в МСФО (IFRS) 3. В поправках разъясняется, что в таких случаях ранее имевшиеся доли участия в данной совместной операции не переоцениваются.

Организация должна применять данные поправки в отношении сделок, в рамках которых она получает совместный контроль, и дата которых совпадает с или наступает после начала первого годового отчетного периода, начинающегося 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Данные поправки не применимы к Группе.

МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события.

Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты. Данные поправки не применимы к Группе.

МСФО (IAS) 23 «Затраты по заимствованиям»

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже.

Организация должна применять данные поправки в отношении затрат по заимствованиям, понесенных на дату начала годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данные поправки, или после этой даты. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, Группа не ожидает, что они окажут какое-либо влияние на ее консолидированную финансовую отчетность.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и её дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2018 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, включаются в консолидированный отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Финансовая отчётность дочерней организации 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. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 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 встроенных 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 ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет, будут ли денежные потоки следствием получения предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого.

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

Финансовые активы Группы включают денежные средства и их эквиваленты, торговую дебиторскую задолженность, займы предоставленные и прочие краткосрочные финансовые активы.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход с последующей реклассификацией накопленных прибылей и убытков (долговые инструменты);
- финансовые активы, классифицированные по усмотрению организации как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход без последующей реклассификации накопленных прибылей и убытков при прекращении признания (долевые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты) (продолжение)

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую дебиторскую задолженность и займы выданные.

Прекращение признания

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

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

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

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

Обесценение финансовых активов

Раскрытие подробной информации об обесценении финансовых активов также представлено в *Примечании 4*.

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых инструментов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ рассчитываются на основе разницы между денежными потоками, причитающимися в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированной с использованием первоначальной эффективной процентной ставки или ее приблизительного значения. Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

В отношении торговой дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учетом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 180 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения, предусмотренных договором денежных потоков.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

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

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

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

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

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они понесены с целью обратной покупки в ближайшем будущем. Эта категория также включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные по усмотрению Группы как инструменты хеджирования в рамках отношений хеджирования, как они определены в МСФО (IFRS) 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они классифицируются по усмотрению Группы как эффективные инструменты хеджирования.

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

Финансовые обязательства, классифицированные по усмотрению Группы при первоначальном признании как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, относятся в эту категорию на дату первоначального признания и исключительно при соблюдении критериев МСФО (IFRS) 9. Группа не имеет финансовых обязательств, классифицированных по ее усмотрению как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Кредиты и займы

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

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

В данную категорию, главным образом, относятся займы. Более подробная информация представлена в *Примечании 17*.

Прекращение признания

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

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

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.

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 Группой 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. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства

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

Здания и сооружения	10-50 лет
Машины и оборудования	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочие	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. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Товарно-материальные запасы

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

Подходный налог

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

Текущий подоходный 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 подоходный 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 подоходному налогу учитываются с использованием налоговых ставок, применение которых ожидается в течение периода выбытия активов или погашения обязательств по тем налоговым ставкам (и в соответствии с налоговым законодательством), которые были введены официально или по существу на отчётную дату. Оценка обязательств и активов по отсроченному налогу отражает налоговые последствия того, как 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 подоходному 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 консолидированном 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 подоходным налогом по контракту на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 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 212.130 тенге в месяц в 2018 году (2017 год: 183.442 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. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 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 соответствие 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.

Выручка по договорам с покупателями

Основной деятельностью Группы является разработка нефтегазовых месторождений, добыча и последующая транспортировка, и реализация углеводородов. Выручка по договорам с покупателями признаётся в точке передачи контроля в отношении товара, обычно тогда, когда происходит отгрузка нефти и нефтепродуктов и оценивается в сумме, отражающей возмещение, право на которое Группа ожидает получить в обмен на такие товары или услуги. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем заключённым ею договорам, предусматривающим получение выручки, поскольку во всех случаях она является основной стороной, принявшей на себя обязательства по договору, обладает свободой действий в отношении ценообразования и также подвержена риску обесценения запасов и кредитному риску.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выручка по договорам с покупателями (продолжение)

Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность представляет право Группы на возмещение, которое является безусловным (т.е. наступление момента, когда такое возмещение становится подлежащим к выплате, обусловлено лишь течением времени). Учётная политика в отношении финансовых активов рассматривается в разделе «Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка».

Обязательства по договорам с покупателями

Обязательство по договору – это обязанность передать покупателю товары или услуги, за которые Группа получила возмещение (либо возмещение, которое подлежит уплате) от покупателя. Если покупатель выплачивает возмещение прежде, чем Группа передаст товар или услугу покупателю, признаётся обязательство по договору, в момент осуществления платежа или в момент, когда платеж становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что происходит ранее). Обязательства по договорам с покупателями признаются в качестве выручки, когда Группа выполняет свои обязанности по договору.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент фактического получения соответствующих товаров или услуг, независимого 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.

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».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

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

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

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 оцененных затрат. Кроме того, на стоимость данного резерва, на отчётную дату могут влиять будущие изменения в законах и положениях по защите окружающей среды, оценках сроков полезного использования скважин и ставках дисконтирования.

Налогообложение

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

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.

Группы 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 2018 года, компанией Gaffney, Cline & Associates.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ АКТИВЫ И ПРАВА НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Нефтегазовые активы	Права на недропользование	Итого
Первоначальная стоимость			
На 1 января 2017 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
Поступления	311.509	-	311.509
Выбытия	(124.608)	-	(124.608)
На 31 декабря 2017 года	79.457.209	102.434.740	181.891.949
Дополнительный резерв и изменения в оценках обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (<i>Примечание 18</i>)	997.036	-	997.036
Перевод из незавершенного строительства (<i>Примечание 7</i>)	16.618.020	-	16.618.020
Поступление	254.806	-	254.806
Выбытия	(3.200)	-	(3.200)
Реклассификация	2.012.701	-	2.012.701
На 31 декабря 2018 года	99.336.572	102.434.740	201.771.312
Накопленный износ и истощение			
На 1 января 2017 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)
Отчисления за год	(6.305.508)	(3.307.679)	(9.613.187)
Выбытия	1.920	-	1.920
Реклассификация	(1.982.518)	-	(1.982.518)
На 31 декабря 2018 года	(35.036.704)	(27.559.390)	(62.596.094)
Остаточная стоимость			
На 31 декабря 2017 года	52.706.611	78.183.029	130.889.640
На 31 декабря 2018 года	64.299.868	74.875.350	139.175.218

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 тысяча тенге относится к месторождениям Морское, Каратал и Даулеталы, возникшие в результате приобретения дочерней организации.

В течение 2018 года нефтегазовые активы на сумму 10.475.684 тысяч тенге (2017 год: 7.462.878 тысяч тенге) амортизировались прямолинейным способом, общая сумма начисления за год составила 1.032.705 тысяч тенге (2017 год: 878.457 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 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 2017 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 (<i>Примечание 7</i>)	-	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
Поступления	-	-	144.064	81.827	24.832	250.723
Перевод из незавершённого строительства (<i>Примечание 7</i>)	-	406.917	184.923	30.223	42.873	664.936
Выбытия	-	-	(9.819)	-	(2.251)	(12.070)
Реклассификация	-	101.755	96.391	(25.007)	26.423	199.562
На 31 декабря 2018 года	141.239	1.912.702	582.717	707.889	509.864	3.854.411
Накопленный износ						
На 1 января 2017 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)
Отчисления за год	-	(89.437)	(49.412)	(67.461)	(63.804)	(270.114)
Выбытия износа	-	-	8.408	-	2.181	10.589
Реклассификация	-	(106.882)	(108.510)	8.750	(26.424)	(233.066)
На 31 декабря 2018 года	-	(444.535)	(201.975)	(361.511)	(313.116)	(1.321.137)
Остаточная стоимость						
На 31 декабря 2017 года	141.239	1.155.814	114.697	318.046	192.918	1.922.714
На 31 декабря 2018 года	141.239	1.468.167	380.742	346.378	196.748	2.533.274

7. НЕЗАВЕРШЁННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
На 1 января	13.563.694	12.782.920
Поступления	17.034.819	15.864.423
Переведено в нефтегазовые активы и основные средства (<i>Примечания 5, 6, 8</i>)	(17.282.956)	(15.064.967)
Выбытия	-	(18.682)
Реклассификация	(82.056)	-
На 31 декабря	13.233.501	13.563.694

В течение 2018 года, Группой было введено в эксплуатацию 35 скважин на месторождениях Матин, Восточная Кокарна, Кара Арна и Морское.

По состоянию на 31 декабря 2018 года, незавершённое строительство включает 41 скважину, находящихся на стадии строительства и монтажных работ, с соответствующими оборудованием и материалами, такие как насосные агрегаты, контейнера, установки, электрические оборудования, станки, трубы, нефтепроводы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

8. РАЗВЕДОЧНЫЕ И ОЦЕНОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
На 1 января	2.668.783	2.303.935
Поступления	42.387	100.531
Перевод из незавершённого строительства (Примечание 7)	-	264.317
Выбытие	(264.317)	-
На 31 декабря	2.446.853	2.668.783

Поступления по разведочным и оценочным активам в течение 2018 года были представлены затратами по разведочным работам на месторождении Даулеталы.

9. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	Ставка вознаграждения по договору	Срок погашения	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Созак Ойл энд Газ «Sozak Oil and Gas» ТОО	18%	2019 год	2.766.911	2.365.982
North Caspian Petroleum АО	18%	2019 год	2.135.743	1.326.068
Sino-Science Netherlands Energy Group B.V.	Libor 3М + 3,40%	2025 год	441.480	354.809
Союз Китайских Предпринимателей в Казахстане	9%	2021 год	6.931	6.862
			5.351.065	4.053.721
Текущая часть займов предоставленных			3.796.935	3.129.591
Долгосрочная часть займов предоставленных			1.554.130	924.130

На 31 декабря 2018 года, займы выданные, в основном, представляют собой займы, предоставленные связанным сторонам.

10. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Сырьё и материалы	1.395.715	956.948
Готовая продукция – нефть	924.962	1.064.457
На 31 декабря	2.320.677	2.021.405

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая дебиторская задолженность от третьих сторон	11.945.986	9.608.230
Торговая дебиторская задолженность от связанных сторон	187.607	72.815
	12.133.593	9.681.045

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
2018 год	12.133.593	9.816.172	-	-	-	2.317.421
2017 год	9.681.045	9.680.711	-	-	-	334

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, торговая дебиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Доллар США	12.003.493	9.634.902
Тенге	130.100	46.143
	12.133.593	9.681.045

12. НАЛОГИ К ВОЗМЕЩЕНИЮ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Налог на добавленную стоимость	4.020.489	2.761.978
Прочие	210.055	57.779
	4.230.544	2.819.757

13. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Предоплата за товары и услуги	4.250.720	2.273.635
Предоплата по договорам страхования	2.301	104.658
Минус: авансы, выданные за покупку основных средств	(2.216.250)	–
	2.036.771	2.378.293

Предоплата за товары и услуги, в основном, представлены авансами, выплаченными за покупку основных средств в сумме 2.216.250 тысяч тенге (2017 год: ноль).

14. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Банковская гарантия	1.617.212	117.555
Банковские депозиты	95.309	33.233
Прочие	47.144	96.677
	1.759.665	247.465

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	5.439.294	3.024.017
Денежные средства, ограниченные в использовании	1.268.483	1.174.947
Деньги на счетах в банках, в тенге	752.746	859.719
Деньги в кассе	646	1.582
Минус: денежные средства, ограниченные в использовании	(482.118)	(1.174.947)
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(786.365)	–
	6.192.686	3.885.318

По состоянию на 31 декабря 2018 года, Группа имела денежные средства и их эквиваленты, ограниченные в использовании, в размере 482.118 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2017 года: 1.174.947 тысяч тенге). Данные средства не имеют определённого срока возврата, и ставка вознаграждения по которым составляет 0% годовых (в 2017 году: от 4% до 9% годовых). В соответствии с законодательством Республики Казахстан Группа аккумулирует денежные средства для погашения обязательств по ликвидации и восстановлению месторождений (Примечание 18).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)

В течение 2018 года, Группа начислила резерв под ожидаемые кредитные убытки по денежным средствам в АО «Qazaq Banki» на сумму 786.565 тысяч тенге (Примечания 29, 36).

16. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Группа 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).

26 февраля 2018 года Группа осуществила распределение акций в количестве 79.992.000 штук в связи с дроблением акций согласно пропорции дробления 1:10.000, в результате чего структура держателей простых акций Группы с даты регистрации операции в АО «Единый регистратор ценных бумаг» 11 апреля 2018 года стала следующей:

- Группа Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. – 76.000.000 штук простых акций (95% от общего числа размещённых простых акций).
- Аблазимов Бахаридин Нугманович – 4.000.000 штук простых акций (5% от общего числа размещённых).

В течение 2018 и 2017 годов Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, базовая прибыль на простую акцию составляла:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Чистая прибыль за год	11.775.106	17.435.474
Чистая прибыль, использованная для расчёта базовой прибыли на акцию	11.775.106	17.435.474
Средневзвешенное количество простых акций для расчёта базовой прибыли на акцию	40.004.000	8.000
Базовая прибыль на акцию	0,295	2.179,000

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Активы, всего	194.864.329	175.533.573
Минус: нематериальные активы	(73.285)	(49.558)
Минус: обязательства, всего	(207.269.879)	(199.714.229)
Итого	(12.478.835)	(24.230.214)
Количество простых акций	80.000.000	8.000
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	(156)	(3.028.777)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ

22 июля 2015 года, Группа заключила два соглашения невозобновляемой кредитной линии с АО «Банк Китая» (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 «Банк Китая», Группа обязалась предоставить в залог:

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

Первый транш по первому соглашению со ставкой вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75% был погашен в январе 2018 года на сумму 112.500 тысяч долларов США (эквивалентно 36.480.375 тысячам тенге по обменному курсу на день погашения). Дата погашения второго транша определен как 10 августа 2022 года со ставкой вознаграждения ЛИБОР 3М + 3,60%.

Транш по второму соглашению на сумму 50.000 тысяч долларов США (эквивалентно 10.133.438 тысячам тенге по обменному курсу на день погашения) со ставкой вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75% годовых был погашен в январе 2018 года.

9 января 2018 года Группа заключила соглашение невозобновляемой кредитной линии с АО «Банк Китая» (далее – «Банк»), в целях получения заёмных средств, и 22 января 2018 года получила транш в размере 143.750 тысяч долларов США (эквивалентно 46.613.812 тысячам тенге по обменному курсу на день получения средств). Дата погашения этого транша определена как 22 января 2021 года со ставкой вознаграждения ЛИБОР 3М + 2,75%. В рамках данного соглашения в течение 2018 года Группа погасила заём на сумму 6.250 тысяч долларов США (эквивалентно 2.290.187 тысячам тенге по обменному курсу на день погашения).

По состоянию на 31 декабря 2018 года займы обеспечены активами Группы в виде прав на недропользование по месторождениям Матен, Восточная Кокарна, Кара Арна, Морское, Каратал, Даулеталы и других нефтегазовых активов.

Ковенанты

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и не финансовых ковенантов по условиям кредитных соглашений с Банком. Неисполнение финансовых ковенантов дает Банку право требования досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2018 года Группа соблюдала все финансовые и не финансовые ковенанты.

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 года, 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).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

Sino-Science Netherlands Energy Group B.V. (продолжение)

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

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
На 1 января	134.346.644	147.226.815
Дополнительное финансирование	46.613.812	5.833.930
Начисленные вознаграждения (<i>Примечание 31</i>)	9.958.744	8.003.161
Убыток/(доход) от курсовой разницы, нетто	20.934.241	(636.624)
Погашения основного долга	(48.904.000)	(18.729.187)
Погашения вознаграждения	(7.364.120)	(6.195.171)
Подоходный налог у источника выплаты	(1.426.124)	(1.197.513)
Налог на добавленную стоимость	81.545	41.233
На 31 декабря	154.240.742	134.346.644
Краткосрочная часть	33.303.404	115.675.252
Долгосрочная часть	120.937.338	18.671.392

18. РЕЗЕРВ ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
На 1 января	2.105.883	1.855.105
Дополнительный резерв за год (<i>Примечание 5</i>)	997.036	149.954
Расходы по приросту обязательства с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	153.396	134.723
Изменения в оценке (<i>Примечание 33</i>)	33.732	(33.899)
На 31 декабря	3.290.047	2.105.883

Предполагаемые будущие затраты на восстановление объектов, связанных с нефтяными операциями, основаны на инженерных расчётах ожидаемого метода и объеме 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*. Расходы по приросту обязательства с течением времени, относящиеся 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 494 скважинам, пробуренным на месторождениях Группы по состоянию на 31 декабря 2018 года (31 декабря 2017 года: 457 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% (2017 год: 5,5% и 7%, соответственно).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, расходы по подоходному налогу составили:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	10.820.747	6.625.636
Расходы по налогу на сверхприбыль	1.749.203	792.304
Итого расходы по текущему подоходному налогу	12.569.950	7.417.940
Экономия по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(1.625.889)	(349.197)
Экономия по отсроченному налогу на сверхприбыль	(48.444)	(420.126)
Итого экономия по отсроченному подоходному налогу	(1.674.333)	(769.323)
Итого расходы по подоходному налогу	10.895.617	6.648.617

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

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>	2018 год	Возникновение и сторнирование временных разниц	2017 год	Возникновение и сторнирование временных разниц	2016 год
Активы по отсроченному подоходному налогу					
Переносимые налоговые убытки	899.903	407.419	492.484	40.425	452.059
Прочие начисленные обязательства	69.111	(29.759)	98.870	(503.728)	602.598
Налоги к уплате	1.315.711	202.440	1.113.271	629.932	483.339
Разведочные и оценочные активы	105.533	(33.377)	138.910	(44.245)	183.155
Обязательство по ликвидации и восстановлению месторождений	732.989	510.813	222.176	(4.831)	227.007
Оценочные обязательства	411.509	-	411.509	411.509	-
Резерв по товарно-материальным запасам	-	(7.326)	7.326	7.326	-
	3.534.756	1.050.210	2.484.546	536.388	1.948.158
Обязательства по отсроченному подоходному налогу					
Основные средства и нефтегазовые активы	(23.479.322)	624.123	(24.103.445)	232.935	(24.336.380)
	(23.479.322)	624.123	(24.103.445)	232.935	(24.336.380)
Обязательство по отсроченному налогу, нетто	(19.944.566)	1.674.333	(21.618.899)	769.323	(22.388.222)

Ставка подоходного налога в Республике Казахстан, месте пребывания Группы, за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 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 2018 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 2018 года, истекают в целях налогообложения в 2018-2028 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)

Переходящие налоговые убытки

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, у Группы были существенные налоговые убытки по вне контрактной деятельности, которые могут быть перенесены на будущие периоды и использованы в счёт будущего налогооблагаемого дохода от вне контрактной деятельности. Группа ожидает, что вне контрактная деятельность будет убыточной в обозримом будущем и не принесет налогооблагаемый доход, в счёт которого эти убытки могут быть зачтены. Соответственно, по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, актив по отсроченному налогу в размере 19.727.792 тысячи тенге и 16.524.049 тысяч тенге, соответственно, не был признан в отношении налоговых убытков по вне контрактной деятельности. Кроме того, Группа не признает отсроченные налоговые активы в отношении налоговых убытков по налогу на сверхприбыль.

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>	2018 год	2017 год
Прибыль до налогообложения	22.670.723	24.084.091
Подоходный налог по установленной ставке 20%	4.534.145	4.816.818
Корректировки с целью учёта		
Налог на сверхприбыль	(48.444)	401.839
Изменение в непризнанном отсроченном налоговом активе	3.203.743	452.059
Прочие невычитаемые расходы	3.206.173	977.901
Расходы по подоходному налогу	10.895.617	6.648.617

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Сверка отсроченных налоговых обязательств, нетто		
По состоянию на 1 января	21.618.899	22.388.222
Отсроченное налоговое обязательство за год	(1.674.333)	(769.323)
По состоянию на 31 декабря	19.944.566	21.618.899

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов прочие долгосрочные обязательства были представлены следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Обязательства по историческим затратам	1.059.851	1.090.166
Обязательства по социальной инфраструктуре	946.087	864.033
	2.005.938	1.954.199

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Движение обязательств по социальной инфраструктуре и обязательствам по историческим затратам в течение 2018 и 2017 годов было представлено следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	Обязательства по социальной инфраструктуре	Обязательства по историческим затратам	Итого
На 1 января 2017 года	923.261	1.372.741	2.296.002
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	73.031	122.631	195.662
Курсовая разница, 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
Расходы по приросту обязательств с течением времени (<i>Примечание 31</i>)	71.960	100.718	172.678
Курсовая разница, нетто	140.595	154.495	295.090
	1.076.588	1.345.379	2.421.967
Реклассификация в краткосрочную часть	(130.501)	(285.528)	(416.029)
На 31 декабря 2018 года	946.087	1.059.851	2.005.938

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 2018 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 2018 года	31 декабря 2017 года
В тенге	5.646.812	15.732.960
В долларах США	1.004.641	49
В российских рублях	21.384	108.752
	6.672.837	15.841.761

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

22. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ДОГОВОРАМ С ПОКУПАТЕЛЯМИ / АВАНСЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Обязательства по договорам с покупателями / авансы полученные	8.377.707	16.770.229
	8.377.707	16.770.229

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов обязательства по договорам с покупателями представляли собой суммы полученные от клиентов за поставку нефти.

23. ПРЕДОПЛАТА ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ / ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ К УПЛАТЕ

По состоянию на 31 декабря предоплата по подоходному налогу представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Корпоративный подоходный налог	642.737	144.374
	642.737	144.374

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Налог на сверхприбыль	1.715.843	762.494
Корпоративный подоходный налог	-	545.180
	1.715.843	1.307.674

24. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

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

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Рентный налог	5.220.645	3.313.839
Налог на добычу полезных ископаемых	2.710.435	1.329.018
Налог на добавленную стоимость	772.823	-
Социальный налог	77.130	25.645
Подоходный налог у источника выплаты	45.353	42.432
Прочие налоги	96.101	130.711
	8.922.487	4.841.645

25. ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

<i>В тысячах тенге</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Обязательства по историческим затратам и социальной инфраструктуре	413.018	534.950
Обязательства по заработной плате и соответствующим отчислениям	85.906	269.052
Прочие	1.600.788	123.293
	2.099.712	927.295

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. ВЫРУЧКА ПО ДОГОВОРАМ С ПОКУПАТЕЛЯМИ

Выручка по договорам с покупателями за год, закончившийся 31 декабря 2018 года представлена следующим образом:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Вид товаров или услуг		
Продажи сырой нефти на экспорт	127.605.921	75.566.256
Продажи сырой нефти на внутренний рынок	9.813.013	6.237.452
Продажа нефтепродуктов	572.037	–
Итого выручка по договорам с покупателями	137.990.971	81.803.708
Географические регионы		
Швейцарская Конфедерация	109.637.681	68.122.950
Республика Узбекистан	15.926.214	–
Республика Казахстан	9.813.013	6.237.452
Китайская Народная Республика	2.042.026	7.443.306
Кыргызская Республика	572.037	–
Итого выручка по договорам с покупателями	137.990.971	81.803.708
Сроки признания выручки		
Товар передается в определенный момент времени	137.990.971	81.803.708
Итого выручка по договорам с покупателями	137.990.971	81.803.708

В течение 2018 года добыча сырой нефти Группы составила 949.418 тонн, из которых 940.632 тонны были реализованы (в течение 2017 года: 770.104 тонны произведено и 774.343 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 2018 года Группа экспортировала 643.529 тонн сырой нефти в соответствии с данным контрактом (2017 год: 454.916 тонны).

27. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Износ, истощение и амортизация	9.734.883	6.340.469
Налог на добычу полезных ископаемых	8.278.587	4.419.497
Заработная плата и соответствующие налоги	2.933.972	2.506.991
Материалы и запасы	1.681.113	1.053.145
Расходы на транспортировку	1.292.082	961.094
Имущественный налог	786.151	611.282
Аренда	720.558	572.794
Ремонт и обслуживание	652.259	546.065
Электроэнергия	492.203	510.102
Расходы на питание	276.464	257.640
Геологические и геофизические работы	245.719	301.979
Расходы по обслуживанию скважин	170.209	173.665
Услуги охраны	146.547	160.940
Страхование	109.208	92.194
Изменения в запасах сырой нефти	(250.057)	278.275
Прочие расходы	1.239.534	672.837
	28.509.432	19.458.969

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

28. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Рентный налог	20.037.390	8.531.765
Таможенные пошлины	17.383.320	9.881.596
Подготовка и транспортировка нефти	11.371.741	8.676.244
Износ и амортизация	76.175	68.338
Технические потери при транспортировке и перекачке нефти	73.661	59.947
Демередж	–	118.328
Прочие	414.737	376.072
	49.357.024	27.712.290

29. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Заработная плата и соответствующие налоги	3.261.171	2.338.949
Резерв под штрафы, связанные с контрактом на недропользование	1.336.264	–
Резерв по ожидаемым кредитным убыткам	786.365	38.691
Штрафы и пени	478.363	1.566
Консультационные услуги	305.821	59.228
Обучение персонала	176.936	142.694
Командировочные и представительские расходы	157.775	116.519
Налоги и другие платежи в бюджет	137.554	80.968
Расходы по аренде	89.305	66.169
Износ и амортизация	83.330	73.880
Материалы	67.135	67.549
Услуги связи	26.216	23.507
Социальная программа	23.667	40.238
Банковские услуги	18.745	22.521
Охрана	10.930	11.974
Страхование	6.192	5.446
Коммунальные услуги	4.748	11.744
Прочие	526.562	255.597
	7.497.079	3.357.240

30. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Процентный доход от предоставленного займа	667.576	404.709
Процентный доход по депозитам на ликвидационный фонд	97.779	121.071
Процентный доход по банковским депозитам	6.014	16.642
	771.369	542.422

31. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Расходы по вознаграждению (Примечание 17)	10.697.647	8.188.823
Расходы по приросту резерва по ликвидации и восстановлению месторождений с течением времени (Примечание 18)	153.396	134.723
Расходы по приросту обязательств по историческим затратам (Примечание 20)	100.718	122.631
Расходы по приросту обязательств по социальной инфраструктуре (Примечание 20)	71.960	73.031
Прочие	4.418	–
	11.028.139	8.519.208

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. (ОТРИЦАТЕЛЬНАЯ)/ПОЛОЖИТЕЛЬНАЯ КУРСОВАЯ РАЗНИЦА, НЕТТО

Колебание курса тенге в 2018 году привело к отрицательной курсовой разнице, так как у Группы имеются существенные банковские займы, торговая дебиторская задолженность и денежные средства и их эквиваленты, выраженные в иностранной валюте (*Примечания 11, 15, 17*).

33. ПРОЧИЕ (РАСХОДЫ)/ДОХОДЫ, НЕТТО

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Убыток от выбытия основных средств и нефтегазовых активов, нетто	(267.078)	(1.873)
Доход от изменения в оценке резерва по историческим затратам и инвестициям в социальную инфраструктуру (<i>Примечания 18</i>)	(33.732)	33.899
Износ и амортизация	(8.822)	(8.978)
Прочие	270.580	185.196
	(39.052)	208.244

34. 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 2018 и 2017 годов, Группа имела торговые операции со следующими связанными сторонами:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Финансовые доходы	50.498	358.778
Финансовые расходы	(778.371)	(694.808)
Приобретение услуг	-	(5.942)
Прочие доходы	81.652	54.304

Следующие балансы со связанными сторонами включены в консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов:

<i>В тысячах тенге</i>	2018 год	2017 год
Авансы выданные	2.013.820	-
Займы полученные	23.269.395	19.380.990
Займы выданные (<i>Примечание 9</i>)	5.344.134	4.046.859
Торговая дебиторская задолженность (<i>Примечание 11</i>)	187.607	72.815

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу Группы, в количестве 14 человек, состояла в основном из заработной платы работникам и составила 1.658.609 тысяч тенге и (2017 год: 793.691 тысяча тенге).

35. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

35. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Условные обязательства по Контрактам на недропользование (продолжение)

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 2018 и 2017 годов.

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 2018 и 2017 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 2018 и 2017 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

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.

Договорные обязательства капитального характера

На 31 декабря 2018 года, по заключенным договорам капитального характера, у Группы имеются обязательства по выплате денежных средств по затратам на незавершенное строительство на сумму 673.769 тысяч тенге.

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 объемы нефти и газа, экономика Казахстана особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ.

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 отчетность.

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.

36. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

36. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

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.

В течение 2018 и 2017 годов Группа получила существенную долю в доходе от одного клиента, в результате чего имела существенную концентрацию кредитного риска. В 2018 году доходы от Vitol Central Asia S.A. составили 83% (в 2017 году: доходы Vitol Central Asia S.A. составили 71%) от общего дохода Группы.

Руководство Группы периодически анализирует кредитные рейтинги 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 «Стандард энд Пурс». Однако, в случае изменения кредитного рейтинга Банков ниже ВВ- после совершения сделки, Группа начисляет 100% резерв под ожидаемые кредитные убытки (*Примечания 15, 29*).

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

В тысячах тенге	Местонахождение	Агентство	На 31 декабря			
			2018 года	2017 года	2018 года	2017 года
АО ДБ «Банк Китая в Казахстане»	Казахстан	Standard & Poor's	A/стабильный	A/стабильный	5.816.412	3.385.850
АО «Qazaq Banki»	Казахстан	Standard & Poor's	ССС-/негативный	В-/негативный	786.565	690.171
АО «Народный Сберегательный банк»	Казахстан	Standard & Poor's	В-/негативный	В-/негативный	559.317	2.575
АО «Евразийский банк»	Казахстан	Standard & Poor's	В/стабильный	В/стабильный	193.580	960.692
АО «АТФ Банк»	Казахстан	Standard & Poor's	В/негативный	В/негативный	104.527	50.748
АО «Торгово-промышленный Банк Китая в Алматы»	Казахстан	Standard & Poor's	A/стабильный	A/стабильный	122	1.880
Bank of America	США	Standard & Poor's	ВВВ+/стабильный	ВВВ+/стабильный	-	117.555

В течение 2018 года, Группа начислила резерв под ожидаемые кредитные убытки по денежным средствам в АО «Qazaq Banki» на сумму 786.565 тысяч тенге (*Примечания 15, 29*).

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ (продолжение)

Валютный риск (продолжение)

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:

<i>Деноминированы в долларах США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Активы	19.533.771	13.166.155
Обязательства	(159.799.281)	(136.674.168)
Чистая балансовая позиция	(140.265.510)	(123.508.013)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанным с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчетов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Группы и используется уровень чувствительности в 14%/(10)% (в 2017 году: 10%/(10)%).

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, измененные на 14%/(10)% по сравнению с действующими (в 2017 году: 10%/(10)%).

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли до налогообложения (вследствие возможных изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Увеличение на 14% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 10% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США (в 2017 году: увеличение на 10%, уменьшение на 10%).

	За год, закончившийся 31 декабря 2018 года		За год, закончившийся 31 декабря 2017 года	
	Тенге / доллар США +14%	Тенге / доллар США -10%	Тенге / доллар США +10%	Тенге / доллар США -10%
Чистый (убыток)/прибыль	(19.637.171)	14.026.551	(12.350.801)	12.350.801

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 2018 и 2017 годов Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

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

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменен между осведомлёнными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов 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 2018 года и 2017 года балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.

37. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

В первой половине 2019 года, Группа заключила договор с Singapore JUNTENG Trading Pte. Ltd. на переуступку прав требования по погашению дебиторской задолженности Группы от «Euro-Asian Oil SA» в сумме 2.317.421 тысяча тенге по состоянию на 31 декабря 2018 года до окончания 2019 года.

10. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НА СЛЕДУЮЩИЙ ГОД.

В 2019 году добыча нефти планируется на уровне 376 004 тонн. Для обеспечения данного объема добычи запланировано бурение 5 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.

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.....	5
4. Операционная деятельность.....	6
4.1. Анализ нефтегазовой отрасли, макро-микроэкономические изменения.....	6
4.2. Доля рынка, маркетинг и продажи.....	7
4.3. Информации о продукции и реализации добываемой нефти.....	8
4.4. Стратегия деловой активности.....	8
5. Финансово-экономические показатели.....	9
5.1. Факторы, обусловившие расхождение плановых и фактических результатов.....	9
5.2. Анализ финансовых результатов.....	9
5.3. Финансовые показатели.....	12
6. Анализ рисков и управления рисками.....	13
7. Социальная ответственность и защита окружающей среды.....	15
7.1. Система организации труда работников.....	15
7.2. Ответственность в сфере экологии, природоохранная.....	15
7.3. Участие в благотворительных и социальных проектах, мероприятиях.....	15
8. Корпоративное управление.....	16
8.1. Описание системы корпоративного управления и ее принципов.....	16
8.2. Акионерный капитал. Существенные сделки с акциями компании.....	16
8.3. Организационная структура.....	17
8.4. Совет директоров.....	18
8.5. Исполнительный орган.....	19
8.6. Комитеты совета директоров и их функции.....	19
8.7. Внутренний контроль и аудит.....	19

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

8.8. Информация о дивидендах.....	20
8.9. Информационная политика и ее основные принципы.	20
8.10. Информация о вознаграждениях.	20
8.11. Отчет о соблюдении положений кодекса корпоративного управления.	20
9. Финансовая отчетность.....	22
10. Основные цели и задачи на следующий год.	75
11. Дополнительная информация.	76
11.1. Оглавление	76
11.2. Глоссарий.....	77
11.3. Контактная информация.	78

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

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ 2018

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 юрист
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 «Центральный депозитарий ценных бумаг», Республика Казахстан, 050051, г. Алматы, мкр. Самал-1, дом 28, телефон +7 (727) 262 08 46, факс: +7 (727) 262 08 46, www.kacd.kz