

ТОО «Жаикмунай»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ
ОТЧЁТНОСТЬ**

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении	1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе.....	2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств	3
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	5
Примечания к консолидированной финансовой отчётности	6
1. Общая информация	6
2. Основа подготовки и консолидации.....	7
3. Изменения в учетной политике и раскрытиях	8
4. Существенные положения учетной политики	12
5. Активы, связанные с разведкой и оценкой.....	21
6. Основные средства	22
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	25
8. Товарно-материальные запасы	25
9. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	25
10. Торговая дебиторская задолженность	26
11. Денежные средства и их эквиваленты	26
12. Капитал товарищества	26
13. Займы.....	27
14. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	28
15. Задолженность перед Правительством Казахстана.....	29
16. Торговая кредиторская задолженность.....	29
17. Прочие краткосрочные обязательства.....	30
18. Выручка.....	30
19. Себестоимость реализации	30
20. Общие и административные расходы	31
21. Расходы на реализацию и транспортировку.....	31
22. Затраты по финансированию	31
23. Налоги кроме подоходного налога.....	31
24. Прочие расходы	32
25. Корпоративный подоходный налог	32
26. Сделки со связанными сторонами.....	33
27. Финансовые и условные обязательства и операционные риски.....	35
28. Цели политика управления финансовыми рисками	37

Аудиторский отчет независимого аудитора

Совету директоров и Участнику ТОО «Жаикмунай»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» и ее дочерней организации («Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 г., консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2018 г., а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (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 отчетности*» нашего отчета. 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 отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, 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 отчетности*» 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 отчетности. 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 отчетности.

Ключевой вопрос аудита

Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита

Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на результаты тестирования на предмет обесценения, износ, истощение и амортизацию («ИИА»), и обязательства по выводу активов из эксплуатации

Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов является субъективной и имеет существенное влияние на консолидированную финансовую отчетность посредством влияния на результаты тестирования на предмет обесценения, расчеты ИИА и расчет обязательства по выводу активов из эксплуатации.

Оценка запасов нефти и газа является областью существенного суждения в связи с тем, что подразумевает техническую неопределенность в процессе подсчета запасов. Запасы и ресурсы также являются существенным показателем будущей деятельности Группы.

Руководство привлекло внутренних специалистов Группы, а также внешнего специалиста для содействия внутренним специалистам при оценке запасов.

Раскрытия Группы о запасах нефти и газа, результатах тестирования на предмет обесценения и обязательстве по выводу активов из эксплуатации приведены в Примечаниях 4, 6 и 14 к консолидированной финансовой отчетности.

Мы оценили допущения, использованные руководством, включая коммерческие допущения, в частности мы:

- получили понимание внутреннего процесса Группы и ключевых контролей, связанных с процессом оценки запасов нефти и газа;
- провели обсуждения с внешними специалистами, которые были привлечены Группой, на этапе планирования и выполнения аудита и оценили их компетентность и объективность, запросив информацию о квалификации, практическом опыте и независимости. Мы также оценили компетентность внутренних специалистов руководства. Мы провели анализ оценки запасов и прочих вводных данных, подготовленных внутренними специалистами и использованных внешним инженером. Мы оценили полноту данных, передаваемых внешнему специалисту;
- провели анализ коммерческих допущений руководства путем сравнения с общедоступными сравнительными показателями, а также с фактическими данными и данными предшествующего года. Мы сравнили внутренние допущения руководства с актуальными планами и бюджетами; мы также проанализировали возможность

руководства выполнить такие планы, сравнивая их с планами прошлых периодов и их соответствующим выполнением;

- сравнили обновленные оценки запасов с входящими данными в расчетах Группы в отношении анализа на обесценение, ИИА и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Обесценение лицензий на разведку, активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов

Указанный вопрос был одним из наиболее значимых для аудита ввиду существенности балансовой стоимости оцениваемых активов, текущих экономических условий и суждений, используемых при оценке возмещаемой стоимости единицы, генерирующей денежные потоки («ЕГДП»), в частности, в отношении краткосрочных и долгосрочных допущений по будущим ценам, ставки дисконтирования, применяемой к прогнозам будущих денежных потоков, и допущений по объемам добычи.

Группа использует модель дисконтированных денежных потоков для целей определения стоимости от использования своей ЕГДП, основываясь на следующих существенных допущениях:

- будущие цены на нефть, природный газ и сопутствующие продукты;
- операционные и капитальные затраты;
- уровень инфляции и валютного курса;
- уровень добычи, основанный на оценке запасов нефти и газа; и
- ставка дисконтирования, примененная к прогнозным денежным потокам.

Анализ обесценения проводится руководством с привлечением внутренних специалистов по оценке.

Информация о существенных положениях учетной политики приведена в Примечании 4 к консолидированной финансовой

В отношении лицензий на разведку мы проанализировали оценку руководством обстоятельств, указывающих на то, что активы могут быть обесценены. Мы:

- оценили права Группы на разведку на соответствующем участке разведочных работ, включая получение и анализ сопроводительной документации, в том числе, лицензионных соглашений, подписанных дополнительных соглашений и переписку с соответствующими государственными органами;
- обсудили с руководством намерения касательно проведения разведочной и оценочной деятельности на соответствующем участке разведочных работ и оценили эти ответы путем анализа допущений, использованных в модели прогнозирования денежных потоков;
- оценили возможность Группы финансировать какие-либо будущие разведочные и оценочные работы;
- оценили компетентность специалистов руководства;
- сравнили оценку коммерческой рентабельности разведочных месторождений, в особенности объем требуемых капитальных затрат, с моделями прогнозирования денежных потоков.

При оценке теста на обесценение в отношении активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов мы привлекли

отчетности, информация об активах по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активах раскрыта в Примечаниях 5 и 6.

наших специалистов по оценке и проанализировали проведенную руководством оценку обесценения путем анализа ключевых допущений. Мы:

- проанализировали ключевые контроли, разработанные Группой для оценки балансовой стоимости активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов;
- оценили модели с помощью наших специалистов по оценке;
- оценили допущения в отношении цен и ставки дисконтирования путем сравнения прогнозных допущений по цене на нефть с последними доступными рыночными данными, в том числе форвардными кривыми, оценками брокеров и другими долгосрочными прогнозами цен, а также сопоставительного анализа ставки дисконтирования с рисками, с которыми сталкивается Группа;
- оценили прогнозные денежные потоки путем сравнения допущений, используемых в моделях обесценения, с утвержденными бюджетами, бизнес-планами и иными свидетельствами будущих намерений. Мы оценили бюджеты и прогнозы руководства за прошлые периоды, сравнив их с фактическими результатами деятельности;
- сравнили допущения уровня инфляции и валютного курса с данными внешнего рынка;
- проанализировали чувствительность теста на обесценение активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов для оценки потенциального эффекта различных обоснованно возможных результатов;
- оценили раскрытия в консолидированной финансовой отчетности на соответствие требованиям МСФО.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2018 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2018 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2018 год, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности 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 отчетности 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 отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Совета директоров Участника за консолидированную финансовую отчетность

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

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

Совет директоров Участника несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, 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 отчетности.

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 отчетности 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 отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- ▶ проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность 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 отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Советом директоров Участника, доводя до его 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 Совету директоров Участника заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали 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 Совета директоров Участника, 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 выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Пол Кон.

ТОО «Эрнст энд Янг»

Пол Кон
Партнёр по аудиту



Кайрат Медетбаев
Аудитор

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

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

26 марта 2019 года



Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

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

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	5	50.241	47.828
Основные средства	6	1.926.262	1.943.986
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	7.021	6.663
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	13.152	14.598
		1.996.676	2.013.075
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	29.584	29.746
Торговая дебиторская задолженность	10	35.732	34.520
Предоплата и прочие краткосрочные активы	9	19.225	25.969
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		–	3.376
Денежные средства и их эквиваленты	11	7.059	33.261
		91.600	126.872
Итого активы		2.088.276	2.139.947
Капитал и обязательства			
Капитал Товарищества и резервы			
Капитал Товарищества	12	4.112	4.112
Прочие резервы		32.586	32.586
Нераспределённая прибыль		468.579	568.236
		505.277	604.934
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	13	1.070.736	1.012.913
Долгосрочная часть финансовой гарантии	13	4.111	3.616
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	14	21.894	23.590
Задолженность перед Правительством Казахстана	15	5.280	5.466
Обязательство по отсроченному налогу	25	395.224	381.590
		1.497.245	1.427.175
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	13	4.627	15.173
Текущая часть финансовой гарантии	13	1.594	1.212
Торговая кредиторская задолженность	16	49.679	57.524
Авансы полученные		394	1.279
Подоходный налог к уплате		484	–
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	15	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	17	27.945	31.619
		85.754	107.838
Итого капитал и обязательства		2.088.276	2.139.947

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Жомарт Даркеев
Ольга Шошинова



Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	2018 год	2017 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		296.034	262.767
Выручка от продаж на внутреннем рынке		93.893	142.766
	18	389.927	405.533
Себестоимость реализации	19	(166.263)	(180.088)
Валовая прибыль		223.664	225.445
Общие и административные расходы	20	(12.380)	(17.184)
Расходы на реализацию и транспортировку	21	(50.590)	(66.773)
Затраты по финансированию	22	(55.798)	(41.452)
Налоги кроме подоходного налога	23	(29.728)	(19.935)
Убыток от обесценения	4,6	(117.575)	—
Чистый убыток от курсовой разницы, нетто		(784)	(369)
Убыток по производным финансовым инструментам		—	(6.658)
Процентные доходы		253	277
Прочие доходы		5.357	4.298
Прочие расходы	24	(46.203)	(12.213)
(Убыток)/прибыль до налогообложения		83.784	65.436
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу		(10.156)	(11.998)
Расходы по отсроченному подоходному налогу		(10.565)	(35.988)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	25	(20.721)	(47.986)
(Убыток) / прибыль за год		(104.505)	17.450
Прочий совокупный доход за год		—	—
Итого совокупный (убыток) / доход за год		(104.505)	17.450

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	2018 год	2017 год
<i>Денежные потоки от операционной деятельности:</i>			
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(83.784)	65.436
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	19,20	116.998	122.642
Убыток от обесценения	4,6	117.575	–
Затраты по финансированию	22	55.798	41.452
Процентные доходы		(253)	(277)
Чистые курсовые разницы по инвестиционной и финансовой деятельности		311	(873)
Убыток от выбытия основных средств		1.510	1.285
Прочий доход		(1.180)	(349)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	6.658
Резервы о сомнительной задолженности		85	1.756
Начисленные обязательства		2.691	3.458
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		209.751	241.188
<i>Изменения в оборотном капитале</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		164	1.561
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(1.212)	(5.468)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		7.203	(10.159)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(2.351)	(4.082)
Изменения в авансах полученных		(885)	(531)
Изменения в обязательстве перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.289)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(6.365)	420
Поступление денежных средств от операционной деятельности		205.274	221.640
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(7.315)	(13.378)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		197.959	208.262
<i>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</i>			
Проценты полученные		253	277
Приобретение основных средств		(167.733)	(188.801)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(2.517)	(3.482)
Приобретение дочерних компаний		(1.675)	–
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(171.672)	(192.006)
<i>Денежные потоки от финансовой деятельности:</i>			
Уплаченные затраты по финансированию	13	(104.223)	(69.682)
Уплаченные обязательства по финансовому лизингу	13	(237)	(676)
Погашение займов	13	(8.000)	(7.500)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании	11	(358)	(683)
Поступления по займам	13	60.350	10.000
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(52.468)	(68.541)

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(21)	48
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(26.202)	(52.237)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		33.261	85.498
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	11	7.059	33.261

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2017 года	3	4.112	32.586	555.963	592.661
Прибыль за год		–	–	17.450	17.450
Итого совокупный доход за год		–	–	17.450	17.450
Выпуск финансовой гарантии	13	–	–	(5.177)	(5.177)
На 31 декабря 2017 года	3	4.112	32.586	568.236	604.934
Влияние МСФО 9		–	–	6.905	6.905
На 1 января 2018 года (пересчитано по МСФО 9)		4.112	32.586	575.141	611.839
Убыток за год		–	–	(104.505)	(104.505)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(104.505)	(104.505)
Выпуск финансовой гарантии	13	–	–	(2.057)	(2.057)
На 31 декабря 2018 года		4.112	32.586	468.579	505.277

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»



J. Dalkov

Жомарт Даркеев

O. Shoshinova

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Общие сведения

Товарищество с ограниченной ответственностью «Жаикмунай» (далее по тексту – «Товарищество» или «Жаикмунай») было образовано в Казахстане в 1997 году.

28 февраля 2014 года Товарищество приобрело в сделке под общим контролем 1.000 простых акций «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», составляющих 100% его уставного капитала, у «Nostrum Oil & Gas B.V.» (предыдущее наименование – «Zhaikmunai Netherlands B.V.»), предприятия, находящегося под общим контролем материнской компании. В 2014 году Товарищество реализовало 100% долю участия в бездействующих дочерних организациях «Zhaikmunai Finance B.V.», «Zhaikmunai International B.V.» и «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» компании «Nostrum Oil & Gas B.V.».

28 декабря 2018 года, Товарищество приобрело 100% -ную долю участия в ТОО «Atom&Co» за денежное вознаграждение в размере 1,7 миллиона долларов США для основных целей получения контроля над административным офисом в Уральске, который находился в финансовой аренде у предприятия (*Примечание 27*). Товарищество и его дочерняя компания далее по тексту упоминается как «Группа».

Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и 3 (три) разведочные концессии, расположенные в Казахстане.

Группа не имеет конечной контролирующей стороны.

Зарегистрированный юридический адрес Товарищества: Республика Казахстан, г. Уральск, ул. А. Карева, 43/1.

Данная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Товарищества 26 марта 2019 года.

Данная консолидированная финансовая отчётность включает финансовое положение и результаты деятельности Товарищества и его полной дочерней компании ТОО «Atom&Co».

Срок действия лицензии

Товарищество осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и разделе углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту – «Контракт») от 31 октября 1997 года между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и Товариществом на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года Товарищество заключило договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трёх нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года Товарищество получило право собственности на недропользование касательно данных трёх месторождений нефти и газового конденсата в Казахстане, в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее по тексту – «Министерство Энергетики»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. В дальнейшем период разведки по Бобришовской залежи был дополнительно продлен до 26 мая 2018 года.

Контракт на разведку и добычу углеводорода на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был продлён до 8 февраля 2019 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2021 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2021 года.

Платежи роялти

Товарищество должно осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от уровня добычи углеводородов и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой сырой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

Товарищество осуществляет выплаты Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведённой продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов и затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости. Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Группы. 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, раскрыты в *Примечании 4*.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Товарищества и его дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2018 г. Контроль осуществляется в том случае, если Группа подвергается рискам изменения доходов от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение таких доходов, а также возможность влиять на эти доходы через осуществление 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 подверженности риску изменения доходов от участия в объекте инвестиций, или прав на получение таких доходов;
- наличие у Группы возможности использовать свои полномочия для влияния на величину доходов.

Как правило, предполагается, что большинство прав голоса обуславливает наличие контроля. Для подтверждения такого допущения и при наличии у Группы менее большинства 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(я) с другими держателями прав голоса в объекте инвестиций;
- права, предусмотренные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, имеющиеся у Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней организации 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 консолидированную финансовую отчетность с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, применённые Группой

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за исключением принятых на 1 января 2018 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже. Группа не применяла других стандартов, интерпретации и изменения, которые были опубликованы, но не вступили в силу. Природа и влияние новых стандартов, применимых к консолидированной финансовой отчётности Товарищества, описаны ниже:

МСФО 9 Финансовые инструменты, принятые с 1 января 2018 года

МСФО 9 «Финансовые инструменты» заменяет МСФО (IFRS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, объединяя все три аспекта учета финансовых инструментов: классификацию и оценку, обесценение, а также учет хеджирования.

Группа применила МСФО 9 ретроспективно, с начальной датой применения 1 января 2018 года. Однако, в соответствии с МСФО 9, Группа решила не пересматривать сравнительную информацию за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, для финансовых инструментов в рамках МСФО 9. Таким образом, сравнительная информация за 2017 год представлена в соответствии с МСФО (IAS) 39 и не сопоставима с информацией, представленной за 2018 год. Различия, возникающие в результате применения МСФО 9, были непосредственно признаны в нераспределенной прибыли по состоянию на 1 января 2018 года.

Сверка балансовой стоимости согласно МСФО (IFRS) 39 с данными по балансовой стоимости согласно МСФО 9 на 1 января 2018 года, представлена ниже:

	Ранее опубликовано	Переоценка	Пересчитано
Основные средства	1.943.986	2.362	1.946.348
Итого долгосрочные активы	2.013.075	2.362	2.015.437
Итого активы	2.139.947	2.362	2.142.309
Нераспределённая прибыль	568.236	6.905	575.141
Итого капитал	604.934	6.905	611.839
Долгосрочные займы	1.012.913	(7.612)	1.005.301
Обязательства по отложенному налогу	381.590	3.069	384.659
Итого долгосрочные обязательства	1.427.175	(4.543)	1.422.632
Итого капитал и обязательства	2.139.947	2.362	2.142.309

(а) Классификация и оценка

Требования МСФО (IFRS) 9 к классификации и оценке не оказали существенного влияния на финансовые активы Группы. Торговая дебиторская задолженность удерживается для сбора договорных денежных потоков и, как ожидается, приведет к возникновению денежных потоков, представляющих собой исключительно выплаты основной суммы и процентов, если это применимо. Следовательно, Группа продолжало оценивать их по амортизированной стоимости.

Классификация и оценка финансовых обязательств Группы практически не изменились при применении МСФО (IFRS) 9, за исключением долгосрочных займов, учитываемых по амортизированной стоимости.

Согласно МСФО 9, когда финансовое обязательство, оцениваемое по амортизированной стоимости, подлежит модификации без прекращения признания, прибыль или убыток должны признаваться как прибыль или убытки, тогда как в соответствии с МСФО 39, требование признавать разницу через прибыль или убыток при модификации обязательства,

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

отсутствовало. Прибыль или убыток рассчитывается как разница между первоначальными договорными денежными потоками и модифицированными денежными потоками, дисконтированными по первоначальной эффективной процентной ставке. Понесенные организационные затраты и издержки амортизируются в течение оставшегося срока актива.

В ноябре 2011 года Облигации 2010 года были частично рефинансированы путем выпуска Облигаций 2012 года, для которых изменение не было сочтено существенным в соответствии с МСФО (IAS) 39. В результате, изменение договорных денежных потоков по Облигациям 2010 года было амортизировано в течение нового срока Облигаций 2012 года, а не учтено через прибыль или убыток. В соответствии с МСФО (IFRS) 9, рефинансирование представляет собой модификацию задолженности, в которой разница в денежных потоках по договору должна признаваться непосредственно в составе прибыли или убытка. Денежные потоки были пересмотрены, и 1 января 2018 года, после принятия МСФО (IFRS) 9, была произведена корректировка на 6.905 тысяч долларов США за счет нераспределенной прибыли, основных средств (2.362 тысячи долларов США), отложенных налоговых обязательств (3.069 тысяч долларов США) и через амортизируемую стоимость Облигаций 2012 года (7.612 тысяч долларов США).

Корректировка суммы организационных расходов и комиссий привела к изменению эффективной процентной ставки по Облигациям с каждой даты рефинансирования. Таким образом, процентная ставка капитализации расходов по финансированию была пересмотрена, и соответствующие корректировки были внесены в балансовую стоимость основных средств и отложенных налогов на 1 января 2018 года.

(б) Обесценение

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Группа отражала ожидаемые кредитные убытки по всем своим долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности либо на 12-месячной основе, либо на весь срок действия финансового инструмента. Группа применяет упрощенный подход и признает ожидаемые убытки за весь срок действия торговой дебиторской задолженности. Данное требование стандарта не оказало существенного влияния на капитал Группы в связи с краткосрочным характером и высоким качеством его торговой дебиторской задолженности, а также ожиданием низких убытков от обесценения торговой дебиторской задолженности на основе исторических данных.

(в) Учет хеджирования

Требования учета хеджирования согласно МСФО (IFRS) 9 были упрощены. В соответствии с МСФО (IFRS) 9, все существующие отношения хеджирования будут квалифицироваться как продолжающиеся отношения. МСФО (IFRS) 9 также вводит новый способ учета изменений справедливой стоимости некоторых инструментов хеджирования, вызванных изменениями в их временной стоимости. В то время как данные изменения признавались напрямую через прибыль или убыток в соответствии с МСФО (IAS) 39, согласно МСФО (IFRS) 9, данные изменения первоначально признаются в части капитала в размере относительно хеджируемого объекта. МСФО (IFRS) 9 не оказал влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 (внесены изменения в апреле 2016 года) и предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

МСФО (IFRS) 15 требует, чтобы организации применяли суждение, принимая во внимание все соответствующие факты и обстоятельства при применении каждого этапа модели к договорам со своими клиентами. Стандарт также определяет учет дополнительных затрат на получение контракта и затрат, непосредственно связанных с выполнением контракта. Кроме того, стандарт требует соответствующих раскрытий.

Принятие Группой МСФО (IFRS) 15 с 1 января 2018 года, не привело к изменениям существующей учетной практики и не оказало существенного влияния на учет или раскрытие информации Группой, и поэтому корректировка баланса не производилась.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

(а) Реализация продукции

Выручка Группы обусловлена продажей сырой нефти, газового конденсата и СУГ. Продукция реализуется на основании отдельно идентифицируемых контрактов с покупателями. По контрактам по реализации продукции, которые как правило, включают единственное обязательство к исполнению, применение МСФО (IFRS) 15 не оказало значительного влияния на выручку и финансовые результаты Группы.

(б) Переменное возмещение

МСФО (IFRS) 15 ограничивает признание переменного возмещения для предотвращения чрезмерного признания выручки.

Группа признает доходы от продажи товаров, оцениваемых по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения, за вычетом возвратов и уценок, торговых скидок и скидок по объему. Исторически сложилось так, что товары, проданные Группой, не возвращались покупателями, и в контрактах не было существенных скидок. Поэтому применение МСФО (IFRS) 15, не привело к признанию выручки, отличной от суммы, признаваемой в соответствии с действующим МСФО.

(в) Авансы, полученные от покупателей

В соответствии с МСФО (IFRS) 15 Группа должна определить, есть ли в его контрактах значительный компонент финансирования. Группа решила использовать упрощение, предусмотренное в МСФО 15, и не будет корректировать обещанную сумму возмещения с учетом влияния значительного компонента финансирования, если в момент заключения договора Группа ожидает, что период между передачей Группой обещанного товара или услуги покупателю и оплатой покупателем такого товара или услуги составит не более одного года. Поэтому для краткосрочных авансов Группа не будет учитывать компонент финансирования. Группа получает только краткосрочные авансы от своих покупателей. Однако возможно получение Группой от покупателей долгосрочных авансов в будущем. Таким образом, тщательный мониторинг авансов покупателей будет сделан для выявления любого значительного компонента финансирования.

Интерпретация IFRIC 22 Операции с иностранной валютой и предварительные условия

Интерпретация разъясняет, что при определении текущего обменного курса для использования при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или его части) при прекращении признания неденежного актива или немонетарного обязательства, связанного с авансовым возмещением, дата совершения операции - это дата, на которую организация первоначально признает неденежный актив или неденежное обязательство, возникающее в результате авансового возмещения. Если имеется несколько платежей или поступлений заранее, то организация должна определить дату транзакций для каждого платежа или получения авансового возмещения. Поскольку нынешняя практика Группы соответствует этим изменениям, данная интерпретация не оказывает влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Стандарты которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Стандарты и толкования, применимые к консолидированной финансовой отчетности Группы, которые выпущены, но еще не вступили в силу до даты выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы, представлены ниже. Группа намерена принять эти стандарты, когда они вступят в силу.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 был выпущен в январе 2016 года и заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», КИМСФО 4 «Определение наличия в договоре аренды», «SIC-15 Стимулы операционной аренды» и «SIC-27 Оценка сущности сделок, связанных с юридической формой аренды». МСФО (IFRS) 16 устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия договоров аренды и требует, чтобы арендаторы учитывали все договоры аренды по единой балансовой модели, аналогичной учету финансовой аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17. Стандарт включает два исключения в отношении признания. Для арендаторов - аренда активов с низкой стоимостью (например, персональных компьютеров) и краткосрочная аренда (т.е. аренда со сроком аренды 12 месяцев или менее). На дату начала аренды арендатор признает обязательство по внесению арендных платежей (т. е. обязательство по аренде) и актив, представляющий право использовать базовый актив в течение срока аренды (т. е. актив с правом пользования). Арендаторы должны будут отдельно отражать процентные расходы по обязательству по аренде и амортизационные отчисления по активу в форме права пользования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Арендаторы также будут обязаны переоценивать обязательства по аренде при наступлении определенных событий (например, изменение срока аренды, изменение будущих арендных платежей в результате изменения индекса или ставки, используемой для определения этих платежей). Арендатор, как правило, признает сумму переоценки арендного обязательства в качестве корректировки актива с правом пользования.

Бухгалтерский учет арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16, практически не отличается от сегодняшнего учета в соответствии с МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать все виды аренды с использованием того же принципа классификации, что и в МСФО (IAS) 17 и различать два вида аренды: операционная и финансовая аренда. МСФО (IFRS) 16, который вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, требует, чтобы арендаторы и арендодатели раскрывали более подробную информацию, чем в соответствии с МСФО (IAS) 17.

Переход на МСФО 16

Группа выбрала применение модифицированного ретроспективного подхода, который не требует сравнительных данных. При таком подходе обязательства по аренде будут основываться на будущих арендных платежах, определенных в стандарте, на основе срока аренды и, как правило, с учетом ставки дисконтирования на дату перехода.

Группа решила воспользоваться исключениями, предложенными в стандарте, по договорам аренды, которые истекают в течение 12 месяцев с даты первоначального применения, и договорам аренды активов с низкой стоимостью.

Таким образом, Группа рассчитала, что первоначальное применение МСФО 16 приведет к увеличению баланса основных средств и финансовых обязательств на 33.747 тысяч долларов США по состоянию на 1 января 2019 года. При этом, обязательства по аренде будут оцениваться как сумма оставшихся будущих арендных платежей, дисконтированных с использованием дополнительной ставки заимствования по состоянию на 1 января 2019 года.

Если бы был применен полный ретроспективный подход, влияние МСФО 16 на консолидированную отчетность о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 года, было бы следующим:

<i>В тысячах долларов США</i>	1 января 2019 года
Основные средства (актив в форме права пользования)	33.747
Итого долгосрочные активы	33.747
Итого активы	33.747
Обязательства по аренде, долгосрочная часть	17.207
Итого долгосрочные обязательства	17.207
Обязательства по аренде, текущая часть	16.540
Итого текущие обязательства	16.540
Итого капитал и обязательства	33.747

Влияние стандарта на основную прибыль и прибыль до налогообложения в 2019 году, после его принятия, не ожидается значительным, хотя ожидается, что представление расходов по аренде в отчете о совокупном доходе будет изменено. Вместо расходов на аренду, стоимость аренды будет распределяться между расходами по амортизации активов с правом пользования и финансовым расходом, представляющим собой финансовые расходы от дисконтирования обязательств по аренде.

Интерпретация IFRIC 23 Неопределенность в отношении учета подоходного налога

Интерпретация касается учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в налоговом учете, которая влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не включает в себя требования, касающиеся процентов и штрафов, связанных с неопределенностью учета налогов. В частности, интерпретация покрывает следующие ключевые вопросы:

- Рассматривает ли предприятие неопределенности в налоговом учете каждый по-отдельности.
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налогового учета налоговыми органами.
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые кредиты и налоговые ставки.
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Предприятие должно определить, следует ли рассматривать каждую неопределенность в налоговом учете отдельно или вместе с одним или несколькими другими подобными событиями. Следует придерживаться подхода, который лучше предсказывает разрешение неопределенности. Интерпретация вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные льготы при переходе. Группа будет применять интерпретацию с даты ее вступления в силу, что может повлиять на ее консолидированную финансовую отчетность. Кроме того, Группе может потребоваться установить процессы и процедуры для получения информации, необходимой для своевременного применения интерпретации.

Поправки к МСФО (IFRS) 9: Особенности досрочного погашения с отрицательной компенсацией

Согласно МСФО 9, долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что договорные денежные потоки представляют собой исключительно выплаты основной суммы и процентов на основную сумму долга (ВОСП) и инструмент проводится в рамках соответствующей бизнес-модели для этой классификации. Поправки к МСФО (IFRS) 9 уточняют, что финансовый актив соответствует критерию ВОСП, независимо от события или обстоятельства, которые вызывают досрочное расторжение договора, и независимо от того, какая сторона платит или получает разумную компенсацию за досрочное расторжение договора. Поправки должны применяться ретроспективно и вступают в силу с 1 января 2019 года, при этом допускается досрочное применение. Группа не ожидает какого-либо влияния на свою консолидированную финансовую отчетность.

Ежегодные улучшения цикла 2015–2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

МСФО 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что влияние выплаты дивидендов на налог на прибыль связаны непосредственно с прошлыми операциями или событиями, которые принесли распределяемую прибыль, чем с фактом их распределения между владельцами. Следовательно, предприятие признает дивиденды через прибыль и убыток, прочий совокупный доход или капитал в соответствии с тем, где предприятие первоначально признало эти прошлые транзакции или события. Предприятие применяет эти поправки в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Когда предприятие впервые применяет эти поправки, оно применяет их к последствиям дивидендов по налогу на прибыль, признанным в начале или после начала самого раннего сравнительного периода. Поскольку Группа не ожидает выплаты дивидендов в предстоящий отчетный период, эти поправки не окажут влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация рассматривает как часть общих заимствований любые займы, первоначально полученные для создания квалифицируемого актива, когда практически все действия, необходимые для подготовки этого актива к предполагаемому использованию или продаже, завершены. Предприятие применяет эти поправки к затратам по займам, возникшим в начале или после начала годового отчетного периода, в котором предприятие впервые применяет эти поправки. Предприятие применяет эти поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поскольку нынешняя практика Группы соответствует этим поправкам, Группа не ожидает какого-либо влияния на свою консолидированную финансовую отчетность.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Затраты на разведку

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам, капитализируются в составе активов, связанных с разведкой и оценкой до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов.

Существенные оценки и допущения: затраты на разведку

В случае, если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжаться классифицироваться как актив.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Все подобные затраты подлежат анализу с технической, коммерческой и с точки зрения руководства, как минимум раз в год, с целью подтверждения намерения продолжать разработку открытого месторождения или иным образом извлекать выгоду из него. Если намерение не подтверждено, то затраты списываются.

Стоимость приобретения лицензий на разведку изначально капитализируется в активы, связанные с разведкой и оценкой. Расходы на приобретение лицензий и имущества пересматриваются на каждую отчётную дату, чтобы подтвердить отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или твёрдо запланировано, либо что оно было определено, либо что ведётся работа, чтобы определить является ли открытие экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и делается ли достаточный прогресс в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не запланирована, или лицензия была отказана или истекла, балансовая стоимость затрат на лицензии и приобретения имущества списывается через прибыль или убыток.

Товарищество владеет лицензиями на разведку в Западно-Казахстанской области, включая Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское месторождения, срок действия которых истекает 8 февраля 2019 года, 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2021 года, соответственно. Заявки Товарищества на продление периода разведки на Ростошинском месторождении находится на стадии утверждения МЭ. Товарищество по-прежнему намеревается продолжить разведочные работы по этим лицензиям и продлевать лицензии по мере необходимости, следовательно, продолжает нести капитализированные издержки на своём балансе. Более подробную информацию относительно условий недропользования смотрите в *Примечании 1*.

Существенное учётное суждение: затраты на разведку

Решение также требуется при определении соответствующей группировки разведочных активов в генерирующие денежные средства при оценке их возмещаемой стоимости. Руководство определило все три области разведки как единую единицу, генерирующую денежные потоки.

После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения на развитие соответствующие расходы переносятся на нефтегазовые объекты.

Более детальную информацию по активам, связанным с разведкой и оценкой, смотрите в *Примечании 5*.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазовых активов. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект развития переходит в стадию производства, капитализация определённых затрат на строительство и развитие прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации, связанных с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованием и новыми разработками.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Группа амортизирует с использованием линейного метода в течение срока лицензий на разведку и добычу. Активы, которые имеют сроки полезной службы меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

Прочие основные средства

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там, где это уместно только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчётных сроков полезной службы активов:

	Годы
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

Более детальную информацию по основным средствам, смотрите в *Примечании 6*.

Существенное учётное суждение: запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки амортизации по производственному методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Группы будущих экономических выгод.

Существенные оценки и допущения: запасы нефти и газа

Группа использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Данная оценка запасов производится в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче, наличии новых данных, или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Пересмотр прогнозируемых запасов в сторону понижения в будущем может привести к относительному увеличению амортизационных отчислений. Оценки промышленных извлекаемых запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Группы.

Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, и амортизации приведена в *Примечании 6*.

Обесценение основных средств и разведочных активов

Группа оценивает активы или группы активов, называемые единицами, генерирующими денежные потоки (ЕГДП), на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость актива или ЕГДП может быть не возмещена. Например, изменения в планах Товарищества, существенное снижение рыночных цен на сырьевые товары, простаивание оборудования, физическое повреждение или, для нефтяных и газовых активов, существенное снижение прогнозируемых резервов, увеличение предполагаемых будущих расходов на разработку или затрат на вывод из эксплуатации. Если существует какой-либо такой признак обесценения, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива.

Индивидуальные активы сгруппированы в ЕГДП для целей оценки на предмет обесценения на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в значительной степени независимы от денежных

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

потоков других групп активов. Возмещаемая стоимость ЕГДП является наивысшей из ее справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие и стоимости использования. Если балансовая стоимость ЕГДП превышает ее возмещаемую стоимость, ЕГДП считается обесцененным и списывается до его возмещаемой стоимости. Внутренняя бизнес модель денежных потоков, утверждаемая на ежегодной основе руководством, является основным источником информации для определения ценности. Модель содержит прогнозы добычи нефти и газа, объёмы продаж для различных видов продукции, доходы, затраты и капитальные затраты. При подготовке внутренней модели руководство применяет различные допущения по ценам на сырьё, глобальному равновесию спроса и предложения на нефть и природный газ и другим макроэкономическим факторам и историческим тенденциям и колебаниям.

При оценке ценности использования предполагаемые будущие денежные потоки корректируются на риски, специфичные для данных групп активов, и дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки стоимости капитала до налогообложения.

Существенное учётное суждение: определение единицы, генерирующей денежные потоки

Определение активов, генерирующих денежные потоки, необходимо для целей проверки активов на предмет обесценения. Руководство определило единую единицу, генерирующую денежные потоки, в составе внеоборотных активов Группы, включающую все активы Группы, связанные с Чинаревским месторождением, разведочными активами и установкой подготовки газа.

Существенное учётное суждение, оценки и допущения: обесценение основных средств, активов, связанных с разведкой и оценкой

Степень обесценения определяется исходя из наилучшей оценки руководства таких допущений, как будущие цены на сырьевые товары, ожидаемые операционные расходы и капитальные затраты, ставки дисконтирования, ожидаемые будущие объёмы производства и фискальные режимы.

Возмещаемая стоимость определяется путём расчёта стоимости в использовании на основе модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. Модель учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами, а также способности Товарищества переводить вероятные запасы в доказанные.

Основные допущения, использованные в модели дисконтированных денежных потоков Группы, отражающие прошлый опыт и учитывающие внешние факторы, подлежат периодическому пересмотру. Эти предположения:

- цена на нефть (в реальном выражении): 67,5 долл. / барр. на 2019-2032 года;
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтверждённые независимыми инженерами;
- производственные отчёты, основанные на внутренних оценках Группы, подтверждённые независимыми инженерами;
- все денежные потоки прогнозируются на основе стабильных цен, т.е. инфляция и темпы роста игнорируются;
- динамика затрат для разработки месторождений и последующие эксплуатационные расходы в соответствии с оценками запасов и динамикой добычи;
- ставка дисконтирования до налогообложения 15,4% (2017 год: 14,7%);
- учитывая механическое завершение УКПГ-3 в декабре 2018 года и продолжающиеся пусконаладочные работы, первый пробный запуск газа планируется на второй квартал 2019 года и полный ввод в эксплуатацию установки в 2019 году, что, как ожидается, приведет к постепенному увеличению годовых объемов производства.

В виду сокращения вероятных запасов (2P), которые, как ожидается, будут извлечены в течение 2019-2032 гг., вызванного осложнениями в процессе бурения в западной части Чинаревского месторождения, Группа провела стресс-анализ модели дисконтированных денежных потоков, для оценки чувствительности модели к более высокой цене на нефть и прогнозируемого профиля добычи с использованием исходной дисконтной ставки. На основании данного анализа, Группа оценила стоимость использования единой ЕГДП и признало начисление обесценения в размере 117.575 тысяч долларов США, распределенного между нефтегазовыми активами и незавершенным строительством

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2018 года (67.740 тысяч долларов США и 49.835 тысяч долларов США, соответственно). Дальнейшее снижение запасов или снижение цен на нефть может привести к увеличению суммы обесценения в будущих периодах. Успешные результаты бурения в западной части, увеличение вероятных запасов (2P) и увеличение степени использования перерабатывающих мощностей Группы приведут к частичному или полному восстановлению обесценения. Задержка ввода в эксплуатацию УКПГ-3 до 1-2 лет не окажет существенного влияния на модель по оценке ценности использования, применяемую руководством для тестирования активов на обесценение.

Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, их амортизации и обесценения приведена в Примечании 6.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность, и сложность существующих контрактных договорённостей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Группа создаёт резервы, на основании разумных оценок на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождения в толковании налогового законодательства Группы и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юрисдикций Группы.

Текущий корпоративный подоходный налог

Активы и обязательства по текущему корпоративному подоходному налогу оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы – это ставки и законодательство, которые применяются к соответствующему налогооблагаемому доходу.

Текущий корпоративный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчёте о прибыли или убытке. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отражённых в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создаёт оценочные обязательства.

Отсроченный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода балансовых обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчётности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения не оказывает влияния ни на бухгалтерский доход ни на налоговый доход или убыток.

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчётную дату.

Отсроченные активы и обязательства по отсроченному налогу зачитываются друг против друга, если имеется обеспеченное юридической защитой право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой организации и налоговому органу.

Более подробную информацию о раскрытии текущего и отложенного налога на прибыль по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов см. в *Примечании 25*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Существенные учётные оценки и допущения неопределённости: налогообложение

Налоговое законодательство и нормативные акты Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и различным интерпретациям. Случаи противоречий между местными, региональными и национальными налоговыми органами не являются редкостью. Из-за неопределённостей, связанных с налоговой системой Республики Казахстан, предельная сумма налогов, штрафов и процентов, если таковые имеются, может превышать сумму, отнесённую на дату и начисленную на 31 декабря 2018 года.

Группа подлежит регулярным налоговым проверкам, а также процессу, в рамках которого налоговые расчёты обсуждаются и согласовываются с налоговыми органами. Несмотря на то, что окончательный результат таких налоговых проверок и обсуждений не может быть определён с уверенностью, Руководство оценивает уровень резервов по налогам, которые вероятны к оплате, на основе профессиональных консультаций и рассмотрения характера текущих обсуждений с налоговыми властью.

По состоянию на 31 декабря 2018 года Руководство считает, что его интерпретация соответствующего законодательства является обоснованной, и что существует вероятность сохранения налогового положения Группы, в той степени, в которой фактические результаты отличаются от оценок Руководства, начисления подоходного налога, а также изменения в текущих и отложенных налоговых активах или обязательствах могут возникать в будущих периодах. Более детальную информацию смотрите в *Примечании 25*.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой Товарищества является доллар США. Функциональной валютой дочерней компании ТОО «Atom&Co» является тенге.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Группой в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчётную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Неденежные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Авансы, выданные за долгосрочные активы

Авансы, выданные под капитальные вложения/приобретение долгосрочных активов, квалифицируются как долгосрочные, вне зависимости от срока поставок соответствующих активов либо получения работ или услуг для закрытия авансов. Авансы, выданные под покупку долгосрочных активов, признаются Группой в качестве долгосрочных активов и не дисконтируются.

Более детальную информацию по авансам, выданным за долгосрочные активы, смотрите в *Примечании 7*.

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам, включает все активы по незавершённому строительству, на которые не начисляется амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы, в основном, состоят из скважин и прочего незавершённого строительства инфраструктуры нефтегазового месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации - это средневзвешенное значение затрат по займам, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода. Все прочие затраты по займам признаются в отчёте о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

Более детальную информацию относительно капитализации затрат по займам, смотрите в *Примечании 6*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСП»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу, основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на основе объёма добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи, в рамках обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Более детальную информацию относительно раскрытия товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, смотрите в *Примечании 8*.

Оценочные резервы и условные обязательства

Оценочные резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства. Группа пересматривает резервы на каждую отчётную дату и корректирует их исходя из имеющейся наилучшей оценки. Если достаточная вероятность, оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства более не имеет место, резерв сторнируется.

Группа признает обязательство как условное, если данное обязательство является возможным и возникшим из прошлых событий, наличие которого будет подтверждено только наступлением или не наступлением одного или нескольких будущих событий, возникновение которых неопределённо и которые не полностью находятся под контролем предприятия; или существующее обязательство, которое возникает из прошлых событий, но не признаётся, так как не представляется вероятным, что для урегулирования обязательства потребуются выбытие ресурсов, содержащих экономические выгоды или величина обязательства не может быть оценена с достаточной степенью надёжности.

Группа не признает условные обязательства, но раскрывает условные обязательства в *Примечании 27*, если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

Вывод из эксплуатации

Резерв на вывод из эксплуатации признается в полном объёме, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма, и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва.

Группа оценивает будущие расходы на демонтаж и восстановление объектов нефтегазового комплекса со ссылкой на сметы, предоставленные либо внутренними, либо внешними инженерами, с учётом предполагаемого метода демонтажа и восстановления участка, требуемого в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Величина резерва представляет собой приведённую стоимость ожидаемых расходов, необходимых для погашения обязательства по ценам текущего года, скорректированным с учётом ожидаемой долгосрочной инфляции и дисконтированной по применяемой ставке.

Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в затратах по финансированию. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется, как часть капитальных затрат по нефтегазовым активам, на основе производственного метода.

Резервы на восстановление участков пересматриваются Группой на каждую отчётную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах».

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчётном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (а) изменения прибавляются или вычитаются к/из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков; и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыты в *Примечании 14*.

Существенные учётные суждения: резервы и условные обязательства

Резервы и обязательства признаются в том периоде, когда существует вероятность того, что произойдёт отток денежных средств в результате прошлых операций или событий, и сумма оттока денежных средств может быть надёжно оценена. Сроки признания и количественного определения обязательства требуют применения суждения к существующим фактам и обстоятельствам, которые могут быть изменены. Балансовая стоимость резервов и обязательств регулярно пересматривается и корректируется с учётом изменяющихся фактов и обстоятельств.

Значительные учётные оценки и допущения: резервы и условные обязательства

Ввиду затруднения предсказания результата судебного процесса, существенные суждения руководства применяются при оценке необходимости признания резерва, корректировке ранее признанного резерва или раскрытию условного обязательства отдельно по каждому судебному процессу.

Группа создаёт резерв на будущую ликвидацию нефтегазовых объектов и восстановление участков.

При оценке будущих затрат на ликвидацию скважин и восстановлению участка использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий.

В связи с тем, что большинство событий, связанных с ликвидацией, наступают в далёком будущем, и точная дата ликвидации скважин и восстановления участка может измениться, что может повлиять на фактические денежные потоки, руководство Группы считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск. Любые изменения в ожидаемых будущих расходах отражаются как в резерве, так и в активе. Более того, фактические затраты на ликвидацию активов, могут отличаться от оценок из-за изменений в технологиях, в природоохранном законодательстве и нормах, а также ожиданиях. В результате могут быть внесены значительные коррективы в установленные положения, которые повлияют на будущие финансовые результаты. Более подробную информацию о предоставлении услуг по ликвидации и восстановлению участка смотрите в *Примечании 14*.

Прочие краткосрочные обязательства

В соответствии с контрактами на разведку и добычу, Группа регулярно признает обязательства по невыполнению рабочих программ и корректирует их методом начисления. Расчёт обязательств производится руководством на основании данных, содержащихся в последней рабочей программе, включённой в контракт на разведку и добычу, и его дополнения, а также вероятных условий оплаты (включая валюту, в которой будет произведено погашение обязательств). Будущие изменения в рабочей программе могут потребовать корректировки обязательств, признанных в консолидированной финансовой отчётности.

Финансовые активы

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

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. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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, долгосрочные и краткосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Финансовый актив прекращает признаваться, если срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек.

Денежные эквиваленты, представляют собой краткосрочные, высоколиквидные инвестиции, которые могут быть легко обращены в заранее известную сумму денежных средств, подверженные незначительному риску изменения стоимости и имеют срок погашения три месяца и менее от даты приобретения.

Обесценение финансовых активов

Группа признает резерв на ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) для всех долговых инструментам, которые не учитываются по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ основаны на разнице между договорными денежными потоками, причитающимися в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированными с приближением к первоначальной эффективной процентной ставке. Ожидаемые денежные потоки будут включать денежные потоки от продажи залогового обеспечения или других кредитных улучшений, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. По кредитным рискам, для которых не наблюдалось значительного увеличения с момента первоначального признания, ECL предоставляются для убытков по кредитам, возникающих в результате событий дефолта, которые возможны в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ОКУ). Для тех кредитных рисков, по которым произошло значительное увеличение с момента первоначального признания, резерв на потери необходим для кредитных потерь, ожидаемых в течение оставшегося срока действия риска, независимо от сроков дефолта (пожизненного ОКУ). В отношении торговой дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Таким образом, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого признает резерв на покрытие убытков, основанный на пожизненных ОКУ на каждую отчетную дату.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, Группа не признавала убытков от обесценения из-за краткосрочного характера и высокого качества финансовых активов.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости. Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в прибылях и убытках при прекращении признания обязательств, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в прибылях и убытках.

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

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в консолидированном отчёте о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закреплённого права произвести взаимозачёт, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты в консолидированном отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения 3 месяца или менее, но исключая любые денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут быть использованы Товариществом и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей консолидированного отчёта о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и их эквивалентов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Более детальную информацию относительно денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, смотрите в *Примечании 11*.

Признание выручки

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, цена по которым определяется согласно котировкам Platt's и/или Argus, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Группа реализует газ по фиксированным ценам.

Выручка от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда контроль над товарами или услугами передается покупателю и оценивается в сумме, отражающей возмещение, право на которое Группа ожидает получить в обмен на такие товары или услуги. Группа выступает в качестве принципала в заключённых ею договорах, предусматривающих получение выручки, поскольку обычно Группа контролирует товары или услуги до их передачи покупателю.

Группа признает выручку от продажи товаров, оцениваемую по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, за вычетом возвратов и скидок, торговых скидок и скидок за объём.

Как правило, Группа получает краткосрочные авансы от своих клиентов. Используя практическую целесообразность, изложенную в МСФО (IFRS) 15, Группа не корректирует обещанную сумму вознаграждения на сумму влияния значительного компонента финансирования, если ожидает, что в начале действия контракта период между передачей обещанного товара или услуги покупателю и когда клиент платит за этот товар или услугу будет один год или меньше.

5. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 2.413 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические исследования и затраты по бурению (2017 год: 3.557 тысяч долларов США). Процентные расходы не были капитализированы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Нефтегазовые активы	1.886.844	1.898.711
Прочие основные средства	39.418	45.275
	1.926.262	1.943.986

Нефтегазовые активы

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Изменения в нефтегазовых активах за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2017 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.132.697	628.651	1.761.348
Поступления	8.588	245.662	254.250
Переводы	104.997	(104.712)	285
Выбытия	(16)	(1.275)	(1.291)
Износ выбытий	8	–	8
Начисленный износ и истощение	(115.889)	–	(115.889)
Сальдо на 31 декабря 2017 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.130.385	768.326	1.898.711
Поступления	1.330	216.936	218.266
Переводы	131.900	(131.900)	–
Выбытия	(2.203)	–	(2.203)
Износ выбытий	842	–	842
Начисленный износ и истощение	(111.197)	–	(111.197)
Убыток от обесценения	(67.740)	(49.835)	(117.575)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.083.317	803.527	1.886.844
По состоянию на 31 декабря 2016 года			
Первоначальная стоимость	1.784.792	628.651	2.413.443
Накопленный износ и истощение	(652.095)	–	(652.095)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.132.697	628.651	1.761.348
По состоянию на 31 декабря 2017 года			
Первоначальная стоимость	1.898.361	768.326	2.666.687
Накопленный износ и истощение	(767.976)	–	(767.976)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.130.385	768.326	1.898.711
По состоянию на 31 декабря 2018 года			
Первоначальная стоимость	1.961.397	803.527	2.764.924
Накопленный износ и истощение	(878.080)	–	(878.080)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.083.317	803.527	1.886.844

«Незавершённое строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки и платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов, напрямую относящихся к разработке скважин до завершения оценки результатов бурения скважины.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 10,33% и 10,89% в 2018 и 2017 годах, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, Группа провела оценку стоимости использования единой ЕГДП и признало сумму обесценения нефтегазовых активов в размере 117.575 тысяч долларов США (*Примечание 4*).

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (*Примечание 14*) за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, привели к уменьшению нефтегазовых активов на 2.823 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: увеличение в размере 1.391 тысячи долларов США).

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	107.572	76.167
Ставка капитализации	8,95%	7,58%
Капитализированные затраты по займам	53.153	36.004

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2018 года основные средства Группы на сумму 246.414 тысяч долларов заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Gas B.V.» (Примечание 13) (31 декабря 2017 года: 230.490 тысяч долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2017 года, за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	44	48.838
Поступления	1.040	2.530	–	983	–	4.553
Переводы	67	22	–	(374)	–	(285)
Выбытия	(8)	(452)	(1.198)	(468)	–	(2.126)
Износ выбытий	7	360	956	276	–	1.599
Износ	(4.070)	(1.550)	(191)	(1.493)	–	(7.304)
Сальдо на 31 декабря 2017 года, за вычетом накопленного износа	31.565	5.164	776	7.726	44	45.275
Поступления	552	463	9	344	–	1.368
Переводы	115	(168)	–	97	(44)	–
Выбытия	(324)	(78)	–	(240)	–	(642)
Износ выбытий	222	76	–	195	–	493
Износ	(4.048)	(1.463)	(142)	(1.423)	–	(7.076)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа	28.082	3.994	643	6.699	–	39.418
По состоянию на 31 декабря 2016 года						
Первоначальная стоимость	49.152	18.094	2.800	14.532	44	84.622
Накопленный износ	(14.623)	(13.840)	(1.591)	(5.730)	–	(35.784)
Сальдо за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	44	48.838
По состоянию на 31 декабря 2017 года						
Первоначальная стоимость	50.251	20.194	1.602	14.673	44	86.764
Накопленный износ	(18.686)	(15.030)	(826)	(6.947)	–	(41.489)
Сальдо за вычетом накопленного износа	31.565	5.164	776	7.726	44	45.275
По состоянию на 31 декабря 2018 года						
Первоначальная стоимость	50.602	20.410	1.566	14.881	–	87.459
Накопленный износ	(22.520)	(16.416)	(923)	(8.182)	–	(48.041)
Сальдо за вычетом накопленного износа	28.082	3.994	643	6.699	–	39.418

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Авансы, выданные за строительные работы	12.632	9.512
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	520	5.086
	13.152	14.598

Авансы, выданные за долгосрочные активы в основном представлены авансовыми платежами поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока УКПГ Товарищества.

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов товарно-материальные запасы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Материалы и запасы	23.479	23.505
Газовый конденсат	4.198	4.064
Сырая нефть	1.761	1.968
СУГ	126	189
Сухой газ	20	20
	29.584	29.746

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

9. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2018 и 2017 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
НДС к получению	10.784	14.728
Авансы выданные	4.772	6.306
Прочие налоги к получению	2.947	4.261
Прочее	722	674
	19.225	25.969

Авансовые платежи состоят в основном из предоплаты, сделанной поставщикам услуг. По состоянию на 31 декабря 2018 года авансы, уплаченные в сумме 1.841 тысячи долларов США были обесценены, и по ним полностью создан резерв. Нижеприведённая таблица приводит изменения в резерве на обесценение авансовых платежей:

В тысячах долларов США	Обесценены индивидуально
На 1 января 2017 года	–
Начисление за год	1.756
На 31 декабря 2017 года	1.756
Начисление за год	85
На 31 декабря 2018 года	1.841

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов года не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Текущие счета в долларах США	6.194	16.389
Текущие счета в тенге	857	16.859
Текущие счета в прочих валютах	–	5
Кассовая наличность	8	8
	7.059	33.261

Кроме денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 658 тысяч долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане и 6.363 тысячи долларов США в АО «Халык банк» (31 декабря 2017 года: 6.663 тысячи долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

12. КАПИТАЛ ГРУППЫ

Уставный капитал Товарищества был внесён в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2013 года, доли ТОО «Nostrum Associated Investments» и «Клэйдон Индастриал Лтд.» в уставном капитале Товарищества составляют 55% и 45%, что соответствует 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысячи долларов США, соответственно.

23 мая 2014 года «Nostrum Oil Coöperatief U.A.» внесла вклад в уставный капитал Группы в сумме 749.400 тысяч тенге, эквивалентную 4.108 тысячам долларов США.

21 апреля 2016 года ТОО «Жаикмунай» выкупило 0,036% доли участия в Товариществе у «Клэйдон Индастриал Лтд.» в размере 220 тысяч долларов США и 0,044% доли участия у ТОО «Nostrum Associated Investments» в размере 92.526 тысяч тенге (эквивалент – 274 тысячи долларов США).

30 июня 2016 года Группа продала перевыкупленные 0,08% доли компании «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» за 640 тысяч долларов США. Прибыль от продажи была признана как прочие резервы. В результате сделки «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» стал единственным участником Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	559.617	555.713
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году «Nostrum Oil & Gas B.V.»	399.282 116.464	408.045 63.518
Обязательства по финансовому лизингу (Примечание 27)	-	810
	1.075.363	1.028.086
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(4.627)	(15.173)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.070.736	1.012.913

Облигации 2012, 2014

13 ноября 2012 года «Zhaikmunai International B.V.» выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»). 24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» заменило «Zhaikmunai International B.V.» в качестве эмитента Облигации 2012 года и приняло на себя все обязательства эмитента по Облигациям 2012 года.

14 февраля 2014 года «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» («Первоначальный эмитент 2014») выпустил облигации на сумму 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2014»). 6 мая 2014 года Товарищество заменило «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства по Облигациям 2014 года.

17 февраля 2018 года находящиеся в обращении Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, принадлежащие лицам, не являющимся Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерними компаниями, были приобретены у держателей облигаций компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

2 мая 2018 года вступили в силу некоторые поправки к условиям Облигаций 2012 и 2014 годов, в результате чего процентная ставка по Облигациям 2012 и 2014 годов была изменена на 9,5%, начиная с 19 февраля 2018 года. Сроки погашения 2012 года и 2014 были перенесены на 25 июня 2033 года и 14 января 2033 года, соответственно.

Проценты по Облигациям 2012 и 2014 годов подлежат выплате 14 июня и 14 декабря каждого года.

Гарантия по Облигациям 2017

25 июля 2017 года новообразованное юридическое лицо, компания «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», косвенное дочернее предприятие «Nostrum Oil & Gas PLC» выпустила облигации на сумму 725.000 тысяч долл. США («Облигации 2017 года»).

Облигации 2017 года на условиях солидарной ответственности гарантируются на основе преимущественного права компаниями «Nostrum Oil & Gas PLC», «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.», ТОО «Жаикмунай» и «Nostrum Oil & Gas B.V.».

25 июля 2017 Группа признала гарантию по справедливой стоимости в размере 5.177 тысяч долларов США, представляющую собой дисконтированную премию, рассчитанную исходя из оценки кредитного риска Эмитента 2017 года. Текущая стоимость оценочной премии по гарантии, дисконтируется по процентной ставке Облигаций 2017. В течение 2018 года Группа признала доход по финансовой гарантии в размере 966 тысяч долларов США. На 31 декабря 2018 года общий баланс финансовой гарантии, включая долгосрочную и краткосрочную часть, составлял 3.861 тысячу долларов США.

Гарантия по Облигациям 2018

16 февраля 2018 года компания «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» выпустила облигации на 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2018»).

Облигации 2018 года совместно и по-отдельности гарантированы компаниями ТОО «Жаикмунай», «Nostrum Oil & Gas PLC», «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» и «Nostrum Oil & Gas B.V.».

По состоянию на 16 февраля 2018 года Товарищество признало гарантийное обязательство по справедливой стоимости в размере 2.057 тысяч долларов США, которая представляет собой приведенную стоимость гарантийной премии, оцененной на основе оценки кредитного риска Эмитента. Приведенная стоимость гарантии, дисконтируется по процентной ставке Облигаций 2018 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, Группа признала гарантийный доход в сумме 214 тысяч долларов США и остаток задолженности по состоянию на 31 декабря 2018 года по гарантии, как текущей, так и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

долгосрочной, составил 1.844 тысячи долларов США.

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Товарищество заключило соглашение о предоставлении займа с «Frans Van Der Schoot B.V.», согласно которому Товарищество получило средства в размере 90.276 тысяч долларов США по годовой процентной ставке в размере двух ставок ЛИБОР.

15 сентября 2009 года «Frans Van Der Schoot B.V.» предоставило дополнительный займ на сумму 261.650 тысяч долларов США по ставке 2,6% годовых.

Впоследствии процентная ставка была изменена до 6,625%, а дата погашения была перенесена на 31 декабря 2022 года.

Задолженность по займу на 31 декабря 2018 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2017 года: 6,625%).

За период с 22 декабря 2010 года по 31 декабря 2018 года сумма досрочного погашения за вычетом дополнительно полученных заемных средств составила 340.776 тысяч долларов США

Изменения в займах, возникающие в результате финансовой деятельности, представлены следующим образом:

	1 Января 2018 года	Финансовые затраты по финансовому лизингу	Денежные потоки	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Прочее	31 декабря 2018года
Долгосрочные займы	1.012.913	–	47.118	3.899	6.806	1.070.736
Текущая часть долгосрочных займов	15.173	135	(99.133)	88.577	(125)	4.627
	1.028.086	135	(52.015)	92.476	6.681	1.075.363

	1 Января 2017 года	Финансовые затраты по финансовому лизингу	Денежные потоки	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Прочее	31 декабря 2017года
Долгосрочные займы	1.003.893	–	2.500	6.520		1.012.913
Текущая часть долгосрочных займов	15.518	158	(70.358)	69.647	208	15.173
	1.019.411	158	(67.858)	76.167	208	1.028.086

14. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	23.590	19.635
Дополнительный резерв	728	2.430
Амортизация дисконта	399	225
Использованный резерв	–	(91)
Изменение в оценках	(2.823)	1.391
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	21.894	23.590

Руководство произвело оценку на основании допущения, что денежные потоки произойдут в конце истечения прав на недропользование в 2033 году. Существуют неопределенности в оценке будущих затрат, поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты постоянно развиваются.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка, на 31 декабря 2018 года составили 2,3% и 4,33%, соответственно (31 декабря 2017 года: 2,50% and 3,63%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта привело к уменьшению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 2.823 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: увеличение на 1.391 тысячу долларов США).

15. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесённых Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на открытых месторождениях, и которые должны быть возмещены Группой Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года; последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Сальдо на 31 декабря 2018 и 2017 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.497	6.920
Амортизация дисконта	845	866
Уплачено в течении года	(1.031)	(1.289)
	6.311	6.497
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.280	5.466

16. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2018 и 2017 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	23.088	22.848
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	20.672	27.219
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	4.948	6.417
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	971	1.040
	49.679	57.524

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2018 и 2017 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Начисления по обучению	11.609	11.592
Прочие начисления	5.682	3.458
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	4.926	5.710
Начисления по соглашениям прав на недропользование	2.174	6.484
Задолженность перед работниками	1.690	2.532
Прочие краткосрочные обязательства	1.864	1.843
	27.945	31.619

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены расчётной суммой в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

18. ВЫРУЧКА

Цены на все виды сырой нефти, конденсата и сжиженного газа Группы прямо или косвенно связаны с ценой на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, составила 71,69 долл. США (2017 год: 54,74 долл. США).

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Нефть и газовый конденсат	267.815	261.069
Газ и СУГ	122.112	144.464
	389.927	405.533

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, выручка от трёх основных покупателей составила 258.898 тысяч долларов США, 80.499 тысяч долларов США и 11.924 тысячи долларов США, соответственно. (2017 год: три основных покупателя: 200.438 тысяч долларов США, 102.813 тысяч долларов США и 30.052 тысячи долларов США, соответственно).

Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и порты Чёрного моря в России.

19. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Износ, истощение и амортизация	115.347	120.692
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	16.133	18.960
Заработная плата и соответствующие налоги	11.677	12.481
Управленческие услуги	7.726	8.012
Транспортные услуги	6.116	8.335
Материалы и запасы	5.253	6.333
Затраты на ремонт скважин	2.767	4.159
Платежи за загрязнение окружающей сред	367	375
Изменение в запасах	136	296
Прочее	741	445
	166.263	180.088

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Заработная плата и соответствующие налоги	3.595	5.990
Управленческие услуги	2.992	4.025
Износ и амортизация	1.651	1.950
Страховые сборы	1.282	1.236
Профессиональные услуги	1.155	1.628
Транспортные затраты	430	242
Услуги связи	357	411
Командировочные расходы	170	407
Материалы и запасы	168	363
Комиссии банка	124	169
Прочее	456	763
	12.380	17.184

21. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Затраты на погрузку и хранение	18.881	26.940
Транспортные затраты	15.017	20.160
Маркетинговые услуги	12.077	15.158
Заработная плата и соответствующие налоги	2.058	1.570
Прочее	2.557	2.945
	50.590	66.773

22. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Процентные расходы по займам	54.419	40.163
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	845	866
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации	399	225
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	–	40
Финансовые затраты по финансовому лизингу	135	158
	55.798	41.452

23. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Роялти	15.155	15.724
Экспортная таможенная пошлина	11.233	3.864
Доля Правительства	3.277	248
Прочие налоги	63	99
	29.728	19.935

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Плата за управление ликвидностью	40.600	–
Прочие начисления	2.691	3.024
Обучение	2.382	2.675
Убыток от выбытия основных средств	1.510	1.810
Конвертация валюты	375	481
Социальные программы	316	316
Резерв по сомнительным долгам	85	1.756
Спонсорство	52	256
Начисления по соглашениям прав на недропользование	(3.327)	587
Прочие расходы	1.519	1.308
	46.203	12.213

Плата за управление ликвидностью включает транзакционные издержки, понесенные компанией «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в связи с выпуском Облигаций 2018 и 2017 годов и перевыставленные Товариществу (Примечание 13).

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены суммой, рассчитанной в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

25. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Корпоративный подоходный налог включает:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	11.007	11.651
Расходы по отложенному подоходному налогу	10.565	35.988
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(851)	347
Итого расходы по корпоративному подоходному налогу	20.721	47.986

Доходы Группы облагаются корпоративным подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по корпоративному подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку корпоративного подоходного налога, применимую к праву на недропользование Чинаревского месторождения и действующую в Республике Казахстан, представлена следующим образом:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
(Убыток) / прибыль до налогообложения	(83.784)	65.436
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	(25.135)	19.631
Эффект изменения налоговой базы	18.284	(390)
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(851)	347
Эффект дохода облагаемого налогом по иной ставке	–	666
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	29.055	19.755
Штрафы, не относимые на вычеты	(998)	3.222
Убыток от выбытия основных средств	453	386
Убыток от курсовой разницы	(1.261)	588
Резерв по обесценению авансовых платежей	26	527
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	–	256
Технологические потери, не относимые на вычеты	–	225
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	–	282
Прочие расходы, не относимые на вычеты	1.148	2.491
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчётности	20.721	47.986

[1] Деятельность, не относящаяся к Контракту, облагается применимой установленной законом ставкой налога в размере 20%.

Эффективная ставка налога Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила минус 24,73% (2017 год: 73,8%). Эффективная налоговая ставка Товарищества, за исключением влияния изменений обменного курса и не вычитаемых расходов по процентам по займам, за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила 31,8% (2017 год: 44%).

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитаны посредством применения официально установленной ставки налога в Республике Казахстан, применяемой к праву на недропользование Чинаревского месторождения, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчётности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	4.883	4.969
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(400.107)	(386.559)
	(395.224)	(381.590)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Сальдо на 1 января	381.590	345.602
Применение МСФО 9	3.069	–
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	10.565	35.988
Сальдо на 31 декабря	395.224	381.590

26. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной консолидированной финансовой отчётности сделки со связанными сторонами включают, в основном, коммерческие сделки между Товариществом и участниками и/или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Дебиторская задолженность от и авансы, выданные связанным сторонам на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлены следующим образом:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.408	7.573

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	115.850	63.500
Торговая кредиторская задолженность		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.420	10.063
<i>Под общим контролем</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»		
«Nostrum Services N.V.»	1.505	1.737
«Nostrum Services Central Asia LLP»	–	66

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2018 и 2017 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Погашение займа		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	8.000	7.500
Полученные займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	60.350	10.000
Проценты уплаченные		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	4.912	4.242
Приобретения		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	13.975	50.350
Плата за управление ликвидностью		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	40.618	–
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
<i>Под общим контролем:</i>		
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	543	1.503
«Nostrum Services N.V.»	14.726	14.359

28 июля 2014 года Товарищество заключило договор с АО «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Товарищества (с поправками, внесенными восемью дополнительными соглашениями с 28 июля 2014 года, «Контракт на строительство»).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Подрядчик является аффилированной компанией «Mayfair Investments B.V.», которая по состоянию на 31 декабря 2018 года владела примерно 25,7% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие услуги оплачиваются в соответствии с соглашениями о технической помощи, подписанными между Товариществом, ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.», и относящиеся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг. Вознаграждение (представлено краткосрочными вознаграждениями работников) ключевого управленческого персонала составило 208 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2018 года (2017 год: 208 тысяч долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.» и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

27. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнения касательно отражения доходов, расходов и других статей в консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтверждённые нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пени, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 1,25. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определённых обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределённостей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесённую на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2018 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2018 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Товарищество в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Товарищество может понести в будущем затраты, сумма которых не поддаётся определению в данный момент времени. Таковые затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы. Товарищество может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлечённых сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды.

Однако в зависимости от любых неблагоприятных претензий и штрафов, начисленных казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Товарищества или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определённый период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2018 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 131.373 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: 139.462 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Операционная аренда

В 2010 году Товарищество заключило несколько договоров на аренду железнодорожных вагонов для транспортировки углеводородных продуктов на срок семь лет по цене 6.989 тенге (эквивалент – 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть досрочно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

Общая сумма будущих минимальных арендных платежей по не аннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Не позже 1 года	5.417	7.019
Позже 1 года и не позже 5 лет	5.431	14.057

Расходы по аренде железнодорожных вагонов за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составили 5.296 тысяч долларов США (2017 год: 7.394 тысячи долларов США).

Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года Товарищество заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет в размере 66 тысяч долларов США в месяц с выплатой аванса в размере 12.163 тысяч долларов США.

28 декабря 2018 года Группа приобрела 100% долю в ТОО «Atom&Co» за денежное вознаграждение в размере 1,7 миллиона долларов США и стала собственником административного здания, в результате чего финансовая аренда была прекращена (*Примечание 1*). На дату совершения операции остаток предоплаты по финансовой аренде составлял 11.236 тысяч долларов США, совместно с уплаченным денежным вознаграждением, являлся частью цены покупки и был распределен между индивидуально идентифицируемыми активами и обязательствами на основе их справедливой стоимости на дату сделки.

Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляют:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
	Минималь- ные платежи	Текущая стоимость платежей	Минималь- ные платежи	Текущая стоимость платежей
Не позже 1 года	–	–	142	131
Позже 1 года и не позже 5 лет	–	–	558	345
Позже 5 лет	–	–	1.900	334
Итого минимальные арендные платежи	–	–	2.600	810
Минус суммы финансовых затрат	–	–	1.790	–
Текущая стоимость минимальных арендных платежей	–	–	810	810

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (после выпуска редакции от 1 ноября 2017 года), Товарищество обязано:

- (i) расходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесённых в течение года на обучение граждан Казахстана;
- (iii) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (после его изменения 12 апреля 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) потратить 133 тысячи долларов США на финансирование развития города Астаны;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (ii) инвестировать не менее 12.209 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iii) возместить исторические затраты в сумме 383 тысяч долларов США Правительству Казахстана после начала периода добычи;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 133 тысяч долларов США;
- (v) потратить 1.250 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 31 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 19.837 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 201 тысячу долларов США на обучение персонала, привлеченного к работе по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 221 тысячу долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 201 тыс. долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 10 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 20.351 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 176 тысяч долларов США на обучение персонала, нанятого для работы по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 220 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 176 тысяч долларов США.

Продажи нефти на внутреннем рынке

В соответствии с Дополнением № 7 к Контракту, Группа обязана продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

28. ЦЕЛИ ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата Чинаревское и финансирования его деятельности, а также разведки трёх новых нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, краткосрочные и долгосрочные инвестиции, денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Группы, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности, кредитный риск и риск изменения товарных цен. Руководство Группы рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения товарных цен

Товарищество подвергается влиянию колебаний цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Группа готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2018 и 2017 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

На финансовое положение Группы могут оказать влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2018 год		
Тысяч долларов США	14.00%	(2.790)
Тысяч долларов США	(10.00)%	1.993
2017 год		
Тысяч долларов США	10.00%	(1.970)
Тысяч долларов США	(10.00%)	1.970

Активы и обязательства Группы, выраженные в иностранных валютах. были представлены следующим образом:

На 31 декабря 2018 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	865	–	–	–	865
Дебиторская задолженность	16.231	–	–	–	16.231
Кредиторская задолженность	(20.672)	(971)	(4.948)	–	(26.591)
Прочие текущие обязательства	(16.336)	–	–	–	(16.336)
	(19.912)	(971)	(4.948)	–	(25.831)

На 31 декабря 2017 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	16.867	5	–	–	16.872
Дебиторская задолженность	9.228	–	–	–	9.228
Кредиторская задолженность	(27.219)	(1.040)	(6.417)	–	(34.676)
Прочие текущие обязательства	(18.572)	–	–	–	(18.572)
	(19.696)	(1.035)	(6.417)	–	(27.148)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнётся с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

В связи с нехваткой ресурсов Группа контролирует данный риск, используя инструмент планирования ликвидности. Этот инструмент позволяет выбирать тестовые сценарии с суровыми стрессовыми условиями. В целях обеспечения нужного уровня ликвидности был установлен минимальный остаток денежных средств в качестве запасных ликвидных активов. Целью Группы является поддержка баланса между постоянным финансированием и гибкостью через использование облигаций, банковских займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Политика Группы заключается в том, что до тех пор, пока инвестиционная программа действует: (а) не более 25% займов должны подлежать погашению в течение следующих двенадцати месяцев и (б) минимальный остаток в сумме 50 миллионов долларов США должен поддерживаться на балансе, пост-оплата или рефинансирование любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Nostrum Oil & Gas B.V.» в размере 116

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

миллионов долларов США и двух облигаций: 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению 25 Июня 2033 года, и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению 14 Января 2033 году. Группа оценила риск концентрации, связанный с рефинансированием своего долга, и пришла к выводу, что он является низким.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

<i>На 31 декабря 2018 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	24.719	74.156	503.675	1.808.139	2.410.689
Кредиторская задолженность	34.646	–	15.033	–	–	49.679
Прочие текущие обязательства	18.228	–	–	–	–	18.228
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	7.474	12.629
	52.874	24.977	89.962	507.799	1.815.613	2.491.225

<i>На 31 декабря 2017 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	17.437	52.312	1.066.073	1.900	1.137.722
Кредиторская задолженность	44.262	–	13.262	–	–	57.524
Прочие текущие обязательства	19.288	–	–	–	–	19.288
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	8.505	13.660
	63.550	17.695	66.347	1.070.197	10.405	1.228.194

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности и авансов выданных, денежных средств и их эквивалентов.

Товарищество размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», имеющий кредитный рейтинг Ba3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг Aa3 (стабильный), присвоенный кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2018 года. Группа не выдаёт гарантии по обязательствам прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Группа на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Группы безнадёжной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которые распространяется установленная политика Группы, процедуры и контроль, относящийся к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается в обширной карточке оценки рейтинга. Суммы торговой дебиторской задолженности проверяются на постоянной основе.

Анализ обесценения проводится на каждую отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Товарищество не имеет залогов в качестве обеспечения. Товарищество оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку её покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Приведённое ниже является сравнением балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Группы по классам, кроме тех, чья балансовая стоимость приблизительно равняется справедливой стоимости:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(1.075.363)	(1.027.276)	(620.440)	(1.018.635)
Обязательства по финансовому лизингу	–	(810)	–	(1.267)
Итого	(1.075.363)	(1.028.086)	(620.440)	(1.019.902)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных денежных депозитов, дебиторской задолженности, кредиторской задолженности и прочих краткосрочных обязательств, приближена к их справедливой стоимости в основном из-за краткосрочности инструментов.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую инструменты могут быть обменены в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчётную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018, не было переводов финансовых инструментов Группы между классами в иерархии источников справедливой стоимости.

Управление капиталом

В целях управления капиталом Группы, капитал включает выпущенный капитал, дополнительно оплаченный капитал и все прочие резервы, относящиеся к долям участников. Основной целью управления капиталом Группы является увеличение прибыли участников.

Для достижения этой общей цели управление капиталом Группы, помимо прочих обстоятельств, нацелено на поддержание позиции, при которой оно соблюдает финансовые ковенанты, относящиеся к облигациям, которые определяют требования в соотношении между капиталом Группы и долговыми обязательствами. Несоблюдения финансовых ковенантов позволяют кредиторам незамедлительно потребовать погашение займов. В текущем периоде не было никаких подобных случаев несоблюдения финансовых ковенантов по займам.

Группа управляет структурой капитала и вносит корректировки в связи с изменениями в экономических условиях и требованиях финансовых ковенантов. В целях поддержания или изменения структуры капитала, Группа может корректировать прибыль, подлежащую распределению участникам, возвращать капитал участникам или увеличивать капитал Группы. Группа контролирует капитал, используя коэффициент платёжеспособности, который равен чистой задолженности, разделённой на сумму общего капитала и чистой задолженности. Группа включает в чистую задолженность процентные займы и обязательства за вычетом денежных средств, краткосрочных и долгосрочных инвестиций.

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Процентные займы	1.075.363	1.028.086
Минус: денежные средства и их эквиваленты, денежные средства, ограниченные к использованию, краткосрочные и долгосрочные инвестиции	(14.080)	(39.924)
Чистая задолженность	1.061.283	988.162
Капитал	505.277	604.934
Итого капитал	505.277	604.934
Капитал и общая задолженность	1.566.560	1.593.096
Коэффициент платёжеспособности	68%	62%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, не было никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.