

ТОО «Жаикмунай»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

СОДЕРЖАНИЕ

Аудиторский 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.....	7
3. Изменения в учётной политике и раскрытиях	8
4. Существенные положения учетной политики	14
5. Активы в форме права пользования.....	24
6. Активы, связанные с разведкой и оценкой.....	25
7. Основные средства	25
8. Авансы, выданные за долгосрочные активы	27
9. Товарно-материальные запасы	28
10. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	28
11. Торговая дебиторская задолженность	28
12. Денежные средства и их эквиваленты	28
13. Капитал	29
14. Займы.....	29
15. Обязательства по аренде	31
16. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	31
17. Задолженность перед правительством казахстана	32
18. Торговая кредиторская задолженность	32
19. Прочие краткосрочные обязательства	32
20. Выручка.....	33
21. Себестоимость реализации	33
22. Общие и административные расходы	33
23. Расходы на реализацию и транспортировку.....	34
24. Затраты по финансированию	34
25. Налоги кроме подоходного налога	34
26. Прочие расходы	35
27. Корпоративный подоходный налог.....	35
28. Сделки со связанными сторонами.....	36
29. Финансовые и условные обязательства и операционные риски	38
30. Цели политика управления финансовыми рисками	39
31. События после отчетной даты.....	43

Аудиторский отчет независимого аудитора

Совету директоров и Участнику ТОО «Жаикмунай»

Отказ от выражения мнения

Мы были привлечены для проведения аудита консолидированной финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» и его дочерней организации («Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 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.

Мы не выражаем мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности. Вследствие значимости обстоятельства, изложенного в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, мы не имели возможности получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства, обеспечивающие основание для выражения мнения аудитора о консолидированной финансовой отчетности Группы.

Основание для отказа от выражения мнения

Как изложено в Примечании 2 к консолидированной финансовой отчетности, консолидированная финансовая отчетность Группы была подготовлена исходя из допущения, что Группа продолжит непрерывно свою деятельность.

В связи со скоротечным развитием пандемии коронавируса (КОВИД-19) в период после отчетной даты и неопределенностью в отношении спроса на нефть, рыночная цена на продукцию Группы значительно снизилась, при этом сохраняется высокая неопределенность в будущих прогнозах. Имеется высокая неопределенность в отношении степени и продолжительности времени, в течение которого данная ситуация будет сохраняться, но в любом случае она окажет значительное влияние на финансовое положение, будущие денежные потоки и результаты деятельности Группы.

Руководство подготовило прогноз денежных потоков для обоснования применения Группой допущения о непрерывности деятельности, включая анализ правдоподобных пессимистичных сценариев. Анализ руководства указывает на то, что ликвидность Группы существенно подвержена влиянию цен на товары. В случае, если цены на нефтегазовые товары окажутся ниже базового сценария по оценкам руководства, возникнет необходимость в реструктуризации обязательств Группы по облигациям, включая выплаты по купонам в обозримом будущем. Допущения о ценах в базовом сценарии руководства значительно выше текущих рыночных цен.

Способность руководства реструктуризировать обязательства по облигациям является ключевым допущением, на котором основывается заключение руководства об обоснованности подготовки консолидированной финансовой отчетности Группы исходя из принципа непрерывности деятельности. Резкое снижение рыночных цен и спроса на товары Группы в период после отчетной даты и ожидаемое влияние данных факторов на будущие денежные потоки Группы привели к острой необходимости проведения переговоров с держателями облигаций. Незадолго до выпуска данного аудиторского отчета был выбран финансовый консультант, однако, взаимодействие с держателями облигаций не было начато. В результате, мы не имели возможности получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства, обеспечивающие основание для применения допущения о том, что реструктуризация облигаций Группы, включая отсрочку по соответствующим купонным выплатам в обозримом будущем, является осуществимой в необходимые сроки, которые бы послужили основанием для выражения мнения о консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированная финансовая отчетность не содержит каких-либо корректировок, которые потребовались бы в случае, если бы Группа не была способна продолжать деятельность непрерывно.

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 Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства 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

Наша ответственность заключается в проведении аудита консолидированной финансовой отчетности Группы в соответствии с Международными стандартами аудита и предоставлении аудиторского отчета. Однако вследствие значимости обстоятельства, изложенного в разделе «Основание для отказа от выражения мнения» нашего отчета, мы не имели возможности получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства, обеспечивающие основание для выражения мнения аудитора о консолидированной финансовой отчетности.

Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ.

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

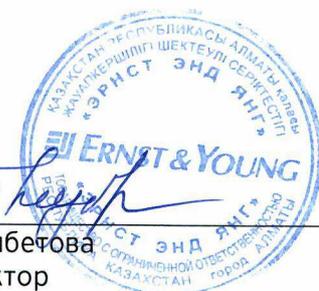


Кайрат Медетбаев
Аудитор

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

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

29 апреля 2020 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 СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2019 год	2018 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		218.511	296.034
Выручка от продаж на внутреннем рынке		103.617	93.893
	20	322.128	389.927
Себестоимость реализации	21	(174.204)	(166.263)
Валовая прибыль		147.924	223.664
Общие и административные расходы	22	(12.658)	(12.380)
Расходы на реализацию и транспортировку	23	(46.362)	(50.590)
Затраты по финансированию	24	(46.747)	(55.798)
Налоги кроме подоходного налога	25	(22.930)	(29.728)
Убыток от обесценения	4, 6, 7	(1.352.173)	(117.575)
Прибыль / (убыток) от курсовой разницы, нетто		804	(784)
Процентные доходы		86	253
Прочие доходы		8.411	5.357
Прочие расходы	26	(13.001)	(46.203)
Убыток до налогообложения		(1.336.646)	(83.784)
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу		(3.024)	(10.156)
Экономия / (расходы) по отсроченному подоходному налогу		354.300	(10.565)
Экономия / (расходы) по корпоративному подоходному налогу	27	351.276	(20.721)
Убыток за год		(985.370)	(104.505)
Прочий совокупный (убыток) / доход за год		-	-
Итого совокупный убыток за год		(985.370)	(104.505)

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Ольга Шошинова

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6-43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

В тысячах долларов США	Прим.	2019 год	2018 год
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Убыток до налогообложения		(1.336.646)	(83.784)
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию		143.077	116.998
Убыток от обесценения	6, 7	1.352.173	117.575
Затраты по финансированию	24	46.747	55.798
Прибыль от финансовой гарантии		(1.224)	(1.180)
Процентные доходы		(86)	(253)
Чистые курсовые разницы по инвестиционной и финансовой деятельности		253	311
Убыток от выбытия основных средств		116	1.510
Резервы по сомнительной задолженности		–	85
Начисленные обязательства		3.934	2,691
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		208.344	209.751
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(6.265)	164
Изменения в торговой дебиторской задолженности		4.493	(1.212)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		6.136	7.203
Изменения в торговой кредиторской задолженности		4.962	(2.351)
Изменения в авансах полученных		(59)	(885)
Изменения в обязательстве перед Правительством Казахстана		(1.030)	(1.031)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(979)	(6.365)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		215.602	205.274
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(3.481)	(7.315)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		212.121	197.959
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		86	253
Приобретение основных средств		(115.411)	(167.733)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(983)	(2.517)
Приобретение дочерних компаний		–	(1.675)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(116.308)	(171.672)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Уплаченные затраты по финансированию	14	(100.647)	(104.223)
Выплаты основной суммы обязательства по аренде	15	(17.543)	(237)
Погашение займов	28	–	(8.000)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании	12	(599)	(358)
Полученные займы	14	29.650	60.350
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(89.139)	(52.468)

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6- 43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(17)	(21)
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		6.657	(26.202)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		7.059	33.261
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	12	13.716	7.059

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал Товари-щества	Прочие резервы	Нерасре- делённая прибыль / (Накопленный убыток)	Итого
На 31 декабря 2017 года		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	14	–	–	(2.057)	(2.057)
На 31 декабря 2018 года		4.112	32.586	468.579	505.277
Убыток за год		–	–	(985.370)	(985.370)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(985.370)	(985.370)
На 31 декабря 2019 года		4.112	32.586	(516.791)	(480.093)

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Жомарт Даркеев

Ольга Шошинова

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 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 с основной целью получения контроля над административным офисом в Уральске. Эта сделка была учтена как приобретение активов, который находился в финансовой аренде у предприятия. 20 августа 2019 года произошло слияние Товарищества с ТОО «Atom&Co».

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 Группы: Республика Казахстан, г. Уральск, ул. А. Карева, 43/1.

Данная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Группы 29 апреля 2020 года.

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

Срок действия лицензии

Группа 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 Группой на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года Группа заключила 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 Группа получила 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 был дополнительно продлен до 26 августа 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. 16 августа 2019 года условия контракта были изменены на условия модельного контракта и период разведки был продлен до 16 августа 2022 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.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Платежи роялти

Группа 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

Группа 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

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости. Консолидированная финансовая отчетность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка финансовой отчетности 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 отчетности, раскрыты в *Примечании 4*.

Непрерывность деятельности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе принципа непрерывности деятельности.

Группа осуществляет постоянный мониторинг своей ликвидности, краткосрочных прогнозов и ключевых финансовых показателей, чтобы обеспечить наличие достаточного объема средств для покрытия своих обязательств по мере их возникновения. Кроме того, на ежеквартальной основе Группа проводит анализ ликвидности на чувствительность в отношении изменений цен на сырую нефть, объемов добычи и сроков завершения различных текущих проектов. В поисках новых возможностей для восполнения свободных мощностей инфраструктуры Группы руководство также сосредоточено на ряде действий, направленных на улучшение прогноза ликвидности в ближайшей перспективе. К ним относится дальнейшая оптимизация затрат для сокращения капитальных, операционных и общих и административных расходов.

Базовый сценарий модели непрерывной деятельности был подготовлен исходя из предположения о том, что цена на нефть составляет 45 долларов США за баррель на протяжении 2020 и 2021 гг. Модель ликвидности в базовом варианте показывает, что Группа сможет функционировать в обычном режиме и обладать достаточным финансовым запасом в течение 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

Как указано в Примечании 31, в период после отчетной даты цены на нефть рухнули из-за разногласий между странами ОПЕК+ в отношении уровней добычи, усугубляемых снижением будущего спроса на нефть, вызванного перебоями в бизнесе и экономической деятельности в результате нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Хотя страны ОПЕК+ вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении ежедневных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть.

Руководство также рассмотрело любые дополнительные риски COVID-19. Добыча нефти и газа была классифицирована как принципиально значимый бизнес в Казахстане, поэтому операции продолжают. Планы действий в чрезвычайных ситуациях были разработаны как для защиты рабочей силы, так и для обеспечения достаточного количества персонала для продолжения операций. Таким образом, руководство пришло к выводу, что в настоящее время нет никаких других существенных последствий для операций и ликвидности Группы на момент выпуска консолидированной финансовой отчетности в результате COVID-19. Тем не менее, признается, что существует неопределенность в отношении будущего развития этого вопроса, которое может повлиять на способность Группы предоставлять прогнозируемые объемы производства в период 2020 года - начала 2021 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

В результате этой неопределенности был определен правдоподобный пессимистичный сценарий при цене на нефть в 30 долл. США за баррель, отражающий рыночные условия, наблюдающиеся после окончания года в течение всего периода, охватываемого моделью. Это представляет собой сценарий, в котором производство соответствует прогнозу в базовой модели, но условия на конец года сохраняются в течение 12 месяцев.

Результаты вероятного пессимистичного сценария показали, что в ближайшей перспективе ликвидность Группы подвержена такому падению цен на нефть. Без смягчающих мер длительный период низких цен на нефть на уровне 30 долл. США за баррель приведет к тому, что Группа не сможет покрыть свои денежные операционные и процентные расходы в 2021 году. Таким образом, ликвидность Группы подвержена непредвиденным событиям вне контроля Группы.

В результате, Группа объявила 31 марта 2020 года, что теперь будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы. Группа в процессе назначения финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Группа потребует внесения изменений в краткосрочной перспективе для защиты ликвидности группы в течение периода непрерывности деятельности и реструктуризации для обеспечения постоянной эффективности. Результаты любых обсуждений с держателями облигаций являются неопределенными. В случае устойчивых низких цен на нефть, предусмотренных в вероятном случае спада, Группе, вероятно, потребуется внести изменения в условия оплаты в рамках облигаций, чтобы они вступили в силу в течение периода непрерывности деятельности.

Группа также предпринимает другие разумные меры по смягчению последствий, которые могут быть выполнены в необходимые сроки и которые будут защищать ликвидность. Они включают в себя отмену неиспользованных капитальных затрат в течение периода без влияния на прогнозируемый объем добычи в период оценки непрерывности деятельности и выявление дальнейшего снижения операционных расходов и общих и административных расходов.

Таким образом, при формировании анализа о способности Группы непрерывно продолжать свою деятельность, руководство сделало существенные суждения о том, что:

- Прогнозируемые денежные потоки Группы в течение следующих 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности зависят от устойчивости среды с низкими ценами на нефть и способности Группы осуществлять смягчающие действия в рамках контроля Группы; а также
- Способность Группы успешно взаимодействовать с держателями облигаций в отношении реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.

Это представляет собой существенные неопределенности, которые могут вызвать существенные сомнения в способности Группы продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

После подробного рассмотрения существенных неопределенностей, руководство удовлетворено тем, что у Группы имеется достаточно ресурсов для продолжения работы в обозримом будущем, на период не менее 12 месяцев с даты настоящей консолидированной финансовой отчетности. По этим причинам руководство продолжает использовать принцип непрерывности деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Соответственно, данная финансовая отчетность не включает какие-либо корректировки балансовой стоимости или классификации активов и обязательств, которые могли бы возникнуть, если бы Группа не смогла продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

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 2019 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 Группы, описаны ниже:

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, измерения, представления и раскрытия договоров аренды и требует от арендаторов учета всех видов аренды в рамках единой модели учета в балансе.

В соответствии с МСФО (IFRS) 16 учет арендодателя по МСФО (IAS) 17 практически не изменился. Арендодатели продолжают классифицировать аренду как операционную или финансовую аренду, используя принципы, аналогичные МСФО (IAS) 17.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Группа выбрала модифицированный ретроспективный подход при первоначальном применении МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 года. Согласно этому подходу, стандарт применяется ретроспективно с совокупным эффектом первоначального применения стандарта, признанным на дату первоначального применения. В результате первоначальные отчеты 2019 и 2018 годов представлены согласно МСФО (IFRS) 16 и МСФО (IAS) 17, где обязательство по аренде и соответствующий актив в форме права пользования было основано на будущих платежах по аренде, как определено в стандарте, и активы в форме права пользования признавались в размере обязательств по аренде с корректировкой на сумму ранее произведенной предоплаты или начисленных обязательств по аренде.

Как отмечалось ранее, Группа не пересматривала сравнительные раскрытия информации о влиянии МСФО 16. Для обеспечения сравнительных данных, результаты МСФО (IFRS) 16 были выделены для сопоставления по периодам.

В результате применения МСФО (IFRS) 16 Группа применила единый подход к признанию и оценке для всех видов аренды, за исключением краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Группа применила особые переходные требования и упрощения практического характера, предусмотренные стандартом.

Влияние МСФО 16 на консолидированный отчет о финансовом положении следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	1 января 2019 года
Активы в форме права пользования	34.184
Итого внеоборотные активы	34.184
Итого активы	34.184
Долгосрочные обязательства по аренде	16.216
Всего долгосрочных обязательств	16.216
Обязательства по аренде, текущая часть	17.968
Всего текущих обязательств	17.968
Общая сумма капитала и обязательств	34.184

Ниже приведены суммы, признанные в составе прибылей и убытков:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в расходы на реализацию и транспортировку)	4.462
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в себестоимость реализации)	2.653
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в общие и административные расходы)	186
Расходы по аренде (включены в расходы на реализацию и транспортировку)	(4.984)
Расходы по аренде (включены в себестоимость реализации)	(2.951)
Расходы по аренде (включены в общие и административные расходы)	(224)
Затраты по финансированию	1.287
Прочий доход	(428)
Расходы по отложенному подоходному налогу	-
	1

Влияние применения МСФО (IFRS) 16

У Группы имеются договора аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов. До принятия МСФО (IFRS) 16 Группа признавала расходы, классифицированные как аренда согласно МСФО (IAS) 17, как финансовую аренду или операционную аренду.

Договор аренды классифицировался как финансовая аренда, если Группе передавались практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом; в противном случае договор аренды классифицировался как операционная аренда. Финансовая аренда капитализировалась на дату начала аренды по справедливой стоимости арендованного имущества или, если эта сумма меньше, по приведенной стоимости минимальных арендных платежей, которые определялись на дату начала арендных отношений. Арендные платежи распределялись между процентами (которые признавались как затраты по финансированию) и уменьшением обязательства по аренде. В случае операционной аренды стоимость арендованного имущества не капитализировалась, а арендные платежи признавались в качестве расходов по аренде в прибылях или убытках линейным методом на протяжении срока аренды.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Аренда, ранее классифицированная как финансовая аренда

Группа не изменила первоначальную балансовую стоимость признанных активов и обязательств на дату первоначального применения по договорам аренды, ранее классифицированным как финансовая аренда (т. е. активы в форме права пользования и обязательства по аренде равны активам и обязательствам по аренде, признанным в соответствии с МСФО (IAS) 17). Требования МСФО (IFRS) 16 были применены к этим договорам аренды с 1 января 2019 года.

Аренда, ранее классифицировавшаяся как операционная аренда

Для аренды, ранее классифицировавшейся как операционная аренда или соглашения об обслуживании, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью, Группа признала активы в форме права пользования и обязательства по аренде. Активы в форме права пользования были признаны в сумме, равной обязательствам по аренде. Обязательства по аренде были признаны по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей, дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заемных средств 11% на дату первоначального применения.

Согласно МСФО (IAS) 17 контракты на бурение и транспортировку были полностью признаны в качестве соглашений об обслуживании и, следовательно, не включены в операционный лизинг. Данные соглашения на аренду буровых установок и железнодорожных вагонов включали различные дополнительные услуги, такие как услуги по предоставлению персонала, обслуживание, работы по бурению и прочие. В соответствии с МСФО (IFRS) 16 Группа разделила компоненты аренды и компоненты, не относящиеся к аренде, и признала компоненты, не относящиеся к аренде, по отдельности. В случаях, когда стоимость дополнительных услуг не указана отдельно, уплаченное возмещение распределяется на основании сравнительных цен отдельных компонентов аренды и компонентов, не относящихся к аренде. Эффект от признания компонентов аренды по договорам на обслуживание составил 28.356 тысяч долларов США.

Группа применила доступные упрощения практического характера, в результате чего она:

- Использовала единую ставку дисконтирования в отношении портфеля договоров аренды с обоснованно аналогичными характеристиками;
- Аренда, срок которой истекает в течение 12 месяцев с даты первоначального применения МСФО (IFRS) 16, была классифицирована как краткосрочная аренда;
- Активы в форме права пользования были признаны по величине, равной обязательствам по аренде, оцениваемым по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей;
- ИсклЮчила первоначальные прямые затраты из оценки актива в форме права пользования на дату первоначального применения;
- Использовала суждения задним числом при определении срока аренды, если договор содержал опцион на продление или прекращение аренды.

Разница между договорными обязательствами по операционной аренде, раскрытыми в соответствии с МСФО (IAS) 17 по состоянию на 31 декабря 2018 года, и обязательствами по аренде, признанными в консолидированном отчете о финансовом положении на дату первоначального признания, выглядит следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Договорные обязательства по операционной аренде на 31 декабря 2018 года	10.848
Плюс: расходы по аренде, ранее признанные как сервисные услуги	28.356
Итого обязательства по аренде до дисконтирования	39.204
Сумма дисконтирования по ставке привлечения дополнительных заемных средств	(5.020)
Итого обязательства по аренде на 1 января 2019 года	34.184

Краткое изложение новой учетной политики

Ниже представлены основные положения новой учетной политики Группы, примененной в результате принятия МСФО (IFRS) 16, которые использовались с даты первоначального применения:

Активы в форме права пользования

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды (т. е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Если у Группы отсутствует достаточная уверенность в том, что она получит право собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанный актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства по аренде, оцениваемые по приведенной стоимости арендных платежей, которые будут осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе по существу фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Группа исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Группой опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей.

Для расчета приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств на дату начала аренды, если процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей. Кроме того, в случае модификации, изменения срока аренды, изменения по существу фиксированных арендных платежей или изменения оценки опциона на покупку базового актива производится переоценка балансовой стоимости обязательства по аренде.

Выделение компонентов аренды и компонентов, не связанных с арендой

Когда договоры аренды (например, аренда буровых установок и железнодорожных вагонов) включают в себя различные дополнительные услуги, такие как расходы на персонал, техническое обслуживание, деятельность, связанную с бурением, и другие компоненты, Группа разделяет такие неарендные компоненты и признает их отдельно. Если дополнительные услуги не оцениваются по отдельности, выплачиваемое вознаграждение распределяется на основе относительных индивидуальных цен арендных и неарендных компонентов.

Разграничение элементов фиксированных и переменных арендных платежей

Некоторые договоры аренды включают в себя фиксированные ставки, когда актив находится в эксплуатации, и различные альтернативные ставки (например, «ставки за простой» для аренды буровых установок) для периодов, когда актив задействован в конкретных видах деятельности или на простое, но договор все еще действует. В целом, изменчивость арендных платежей по этим договорам основана на различном уровне использования и активности, и переменные элементы были определены как относящиеся только к компонентам, не связанным с арендой. Следовательно, компоненты аренды этих договорных платежей считаются фиксированными для целей МСФО (IFRS) 16.

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к краткосрочным договорам аренды машин и оборудования (т. е. к договорам, в которых на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку). Группа также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды офисного оборудования, стоимость которого считается низкой (т. е. ниже до 5.000 долларов США). Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода по аренде линейным методом в течение срока аренды.

Значительное суждение при определении элемента аренды

Применение МСФО (IFRS) 16 требует от Группы формирования суждений, которые влияют на оценку обязательств по аренде и соответствующих активов в форме права пользования, включая определение договоров в сфере применения МСФО (IFRS) 16 и процентной ставки, применяемой для дисконтирования будущих денежных потоков.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

МСФО (IFRS) 16 определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен. Группа применяет суждение для оценки того, имеется ли у нее достаточная уверенность в том, что она исполнит опцион на продление или опцион на прекращение аренды. При этом учитываются период времени до наступления срока исполнения опциона, плата за расторжение, а также степень и характер планируемых будущих капитальных вложений. Суждение пересматривается на каждую отчетную дату. Пересмотр оставшегося срока аренды может привести к пересчету обязательства по аренде и существенной корректировке соответствующих балансов.

МСФО (IFRS) 16 требует, чтобы Группа определяла, содержит ли договор аренду на дату вступления в силу. Как правило, оценить является ли договор договором на аренду или нет, обычно не сложно. Однако при применении определения аренды к определенным договоренностям требуется суждение. Например, в контрактах, которые включают значительную часть услуг, определение того, передает ли контракт право на использование определенного актива, требует значительного суждения.

Приведенная стоимость арендных платежей определяется с использованием ставки дисконтирования, представляющей собой процентную ставку привлечения дополнительных заемных средств, рассчитанную на основе государственных ценных бумаг, применимой к тому же арендатору, скорректированную с учетом премии за страновой риск и среднего кредитного спреда компаний с рейтингом, аналогичным рейтингу Группы, наблюдаемому в период начала или модификации договора аренды.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости активов в форме права пользования Группы и обязательств по аренде, а также движений в течение периода, представлена в Примечании 5 и Примечании 15, соответственно.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23: Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога

Разъяснение рассматривает порядок учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- Рассматривает ли организация неопределенные налоговые трактовки отдельно;
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

Организация должна решить, рассматривать ли каждую неопределенную налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределенными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределенности. Разъяснение вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные освобождения при переходе.

При первоначальном применении Группа произвела анализ, имеются ли какие-нибудь неопределенные налоговые трактовки, в особенности относительно трансфертного ценообразования. Группа определила исходя из проведенной оценки налоговых неопределенностей, что существует высокая вероятность того, что налоговые органы признают текущую практику налогового учета. Разъяснение не имело влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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

МСФО 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты. Поскольку Группа не ожидает выплаты дивидендов в предстоящий отчетный период, эти поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже. Организация должна применять данные поправки в отношении затрат по заимствованиям, понесенных на дату начала годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данные поправки, или после этой даты. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

Стандарты выпущены, но еще не вступили в силу

Стандарты и интерпретации, 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) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», новый всеобъемлющий стандарт учета договоров страхования, охватывающий признание и оценку, представление и раскрытие информации. После вступления в силу МСФО (IFRS) 17 заменит МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования», выпущенный в 2005 году. МСФО (IFRS) 17 применяется ко всем типам договоров страхования (т. е. к страхованию жизни, не жизни, напрямую страхованию и перестрахованию), независимо от типа организаций, которые их выпускают, а также определенные гарантии и финансовые инструменты с возможностью дискреционного участия. Будут применяться несколько исключений из области. Общая цель МСФО (IFRS) 17 - предоставить модель учета договоров страхования, которая будет более полезной и последовательной для страховщиков. МСФО (IFRS) 17 предоставляет всеобъемлющую модель договоров страхования, охватывающую все соответствующие аспекты бухгалтерского учета. Основой МСФО (IFRS) 17 является общая модель, дополненная следующим:

- Специальный подход для контрактов с прямым участием (метод переменной оплатой).
- Упрощенный подход (метод распределения премий) в основном для краткосрочных контрактов.

МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся 1 января 2021 года или после этой даты, при этом требуются сравнительные данные. Досрочное применение допускается при условии, что предприятие также применяет МСФО 9 и МСФО 15 в день или до даты, когда оно впервые применяет МСФО (IFRS) 17. Этот стандарт не применим к Группе.

Поправки к МСФО 3: определение бизнеса

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к определению бизнеса в МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса», чтобы помочь организациям определить, является ли приобретенный набор видов деятельности и активов бизнесом или нет. Они разъясняют минимальные требования для бизнеса, устраняют оценку того, способны ли участники рынка заменить какие-либо недостающие элементы, добавляют указания, чтобы помочь организациям оценить, является ли приобретенный процесс существенным, сужают определения бизнеса и результатов и вводят необязательный тест концентрации справедливой стоимости. Новые иллюстративные примеры были предоставлены вместе с поправками.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Поскольку поправки применяются перспективно к операциям или другим событиям, которые происходят в день или после даты первого применения, Группа не будет затронута этими поправками на дату перехода.

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8: определение существенности

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» и МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в учетных оценках и ошибки» для согласования определения «существенного» по стандартам и уточнения некоторых аспектов определения. Новое определение гласит: «Информация является существенной, если ее пропуск, искажение или маскировка могут повлиять на решения, принимаемые основными пользователями финансовой отчетности на основе этих финансовых отчетов, представляющих финансовую информацию о конкретном юридическом лице.

Ожидается, что поправки к определению существенности не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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: Расходы 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.

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 отчетную дату, чтобы подтвердить, отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или твердо 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 16 августа 2022 года, 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2021 года, соответственно. Товарищество намерено продолжать развитие активов по разведке, и, исходя из предыдущего опыта получения Товариществом продления, продолжает капитализировать затраты в состав активов на балансе. Более подробную информацию относительно условий недропользования смотрите в Примечании 1.

Существенное учётное суждение: Расходы на разведку

Руководство применило суждение при определении всех трех разведочных месторождений в качестве одной единицы, генерирующие денежные средства, при оценке их возмещаемой стоимости. После признания доказанных запасов и внутреннего одобрения на развитие соответствующие расходы переносятся на нефтегазовые объекты.

Вероятные запасы на Ростошинском и Дарьинском месторождениях по отчету оценки запасов на 31 декабря 2018 года были реклассифицированы в категорию условных ресурсов по состоянию на 31 декабря 2019 года до времени проведения дальнейших разведочных работ. В связи с этим, на 31 декабря 2019 года Группа отразила обесценение всей стоимости активов, связанных с разведкой и оценкой, в размере 50.533 тысячи долларов США, а также соответствующего баланса НДС к возмещению в размере 2.478 тысяч долларов США.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Более детальная информация об обесценении активов, связанных с разведкой и оценкой, раскрыта в *Примечании 6*.

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.

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 7*.

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 Группой 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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 7*.

Кроме того, обязательства по выводу объектов из эксплуатации могут потребовать пересмотра - когда изменения в оценках запасов влияют на ожидания относительно того, когда такие виды деятельности будут происходить, и сопутствующие расходы на эти виды деятельности (более подробно о соответствующих существенных учетных суждениях, оценках и допущениях см. в разделе «Вывод из эксплуатации»). Кроме того, признание и балансовая стоимость отложенных налоговых активов могут измениться из-за изменений в суждениях относительно возмещаемости таких активов и в оценках вероятного восстановления таких активов.

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 Группы, 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 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 возмещаемой стоимости. 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, другим макроэкономическим факторам и прошлым тенденциям и колебаниям. При оценке возмещаемой стоимости 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 установками подготовки газа. Это главным образом основано на том факте, что углеводороды, добываемые на Чинаревском месторождении, перерабатываются и пропускаются через ряд различных установок.

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, ставка дисконтирования, доказанные и вероятные запасы и соответствующие ожидаемые будущие объёмы производства и фискальные режимы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Возмещаемая стоимость определяется путём расчёта ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие ЕГДП на основе модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. В 2019 году возмещаемая стоимость отражала справедливую стоимость за вычетом затрат на выбытие ЕГДП (2018 год: ценность использования). Модель дисконтированных денежных потоков учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения, и относится к оценке Уровня 3 в иерархии справедливой стоимости. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами.

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): 45 долл.США / барр. на 2020 год, 50 долл.США / барр. на 2021 год, 55 долл.США / барр. на 2022 год и 60 долл.США / барр. на 2023-2032 года (2018 год: 67.5 долл.США/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; и
- ставка дисконтирования до налогообложения 10,5% (2018 год: 15,4%).

Учитывая результаты операционной деятельности и связанные с этим различные аналитические исследования, Группа решила прекратить бурение в 2020 году и в будущем сосредоточиться на добавлении дополнительных сторонних газовых потоков через установку переработки газа. Согласно отчету о оценке запасов "Ryder Scott", дальнейшее бурение планируется проводить на Чинаревском месторождении с конца 2021 года, но это зависит от того, сможет ли Группа поддерживать достаточную ликвидность для финансирования такой программы.

В результате данных изменений, сопровождающимся сокращением запасов 2P, которые предполагается извлечь на Чинаревском месторождении в период 2020-2032 гг., в дополнение к динамике изменений цен на нефть, Группа определила признаки обесценения. Была оценена возмещаемая стоимость ЕГДП, которая была сопоставлена с ее балансовой стоимостью, в результате была признана дополнительная сумма обесценения нефтегазовых активов в сумме 1.301.640 тысяч долларов США в дополнение к 117.575 тысячам долларов США, ранее признанным в 2018 году.

В 2018 году обесценение в размере 117.575 тысяч долларов США было распределено между работающими нефтегазовыми активами и незавершенным строительством пропорционально их балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2018 года (67.740 тысяч долларов США и 49.835 тысяч долларов США, соответственно).

В соответствии с тем же подходом начисление обесценения по состоянию на 31 декабря 2019 года было распределено между работающими нефтегазовыми активами (1.169.828 тысяч долларов США), незавершенным строительством (106.825 тысяч долларов США) и прочими основными средствами (24.987 тысяч долларов США) пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2019 года, в результате чего возмещаемая сумма основных средств составила 661.185 тысяч долларов США (2018 г.: 1.926.262 тысячи долларов США), что соответствует возмещаемой стоимости.

Учитывая значительное снижение цен на нефть после 31 декабря 2019 года (см. Примечание 31), Группа проанализировала чувствительность возмещаемой стоимости к сценарию, в котором допущение цены на нефть составляет 40 долл. США за баррель в течение срока действия лицензии, и отметила, что это приведет к дальнейшему обесценению в размере 256.388 тысяч долларов США. Более того, дальнейшее снижение запасов на 10% или увеличение ставки дисконтирования после налогообложения на 2% может привести к увеличению суммы обесценения на 98.245 тысяч долларов США и 68.194 тысячи долларов США, соответственно, тогда как увеличение в затратах на развитие месторождения и операционных расходах на 10% на протяжении всего срока лицензии может привести к дополнительному обесценению в размере 65.122 тысяч долларов США.

С другой стороны, определенное положительное развитие, такое как успешное снижение рисков разрушения пласта в будущем и соответствующие изменения в планах и результатах бурения с соответствующим увеличением 2P запасов или увеличение использования перерабатывающих мощностей Группы, может оказать влияние на восстановление

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

обесценения. Любое восстановление будет ограничено таким образом, чтобы балансовая стоимость ЕГДП не превышала наименьшую из возмещаемой стоимости или балансовой стоимости за вычетом амортизации, определенной в случае, если бы в предыдущих годах обесценение ЕГДП не было признано.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости нефтегазовых активов и связанных с ними износа, истощения, амортизации и обесценения, представлена в *Примечании 7*.

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, различия, 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 Группой 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 совокупном доходе. 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 на бухгалтерский доход или налоговый доход и 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 различия. 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 отсроченного подоходного налога по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов см. в *Примечании 27*.

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 расходы на текущую дату и начисленную на 31 декабря 2019 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 налоговым органом.

По состоянию на 31 декабря 2019 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 27.

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 8*.

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 7*.

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 2019 и 2018 годов, смотрите в *Примечании 9*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 29*, 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;
- (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 16*.

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

фактам и обстоятельствам, которые могут быть изменены. Балансовая стоимость резервов и обязательств регулярно пересматривается и корректируется с учётом изменяющихся фактов и обстоятельств.

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.

Значительные учётные оценки и допущения: положения и условные обязательства

Группа создаёт резерв на будущую ликвидацию нефтегазовых объектов и восстановление участков. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством, в частности в отношении определения периода возникновения будущих денежных потоков и ставки дисконтирования.

Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий. Таким образом, 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 в долларах США, 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 об обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка смотрите в *Примечании 16*.

Прочие краткосрочные обязательства

В соответствии с контрактами на разведку и добычу, Группа регулярно признает обязательства по невыполнению рабочих программ и/или корректирует их методом начисления. Расчёт обязательств руководством производится 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 и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток. 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 Товарищество применило упрощение практического характера, Товарищество первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Товарищество применило упрощение практического характера, оценивается по цене сделки в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через ПСД, 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 тестом «денежных потоков» (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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

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

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

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

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

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

Финансовые активы Группы включают денежные средства, долгосрочные и краткосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Прекращение признания

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов

Группа признает резерв на ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) по всем долговым 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 по 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. Для кредитных рисков, для которых не наблюдалось значительного увеличения кредитного риска с момента первоначального признания, ОКУ предоставляются для убытков по кредитам, возникающих в результате событий дефолта, которые возможны в течение следующих 12 месяцев (12-месячный ОКУ). Для тех кредитных рисков, для которых произошло значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, резерв на потери необходим для кредитных потерь, ожидаемых в течение оставшегося срока действия риска, независимо от сроков дефолта (пожизненный 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.

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

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

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

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае кредитов, займов и кредиторской задолженности) непосредственно относящихся к ним затрат по сделке. Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, а также займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Кредиты и займы

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

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

В данную категорию, главным образом, относятся процентные займы. Более подробная информация представлена в Примечании 14.

Прекращение признания

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в 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 Группой и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей 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 2019 и 2018 годов, смотрите в *Примечании 12*.

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 по договорам с покупателями признается, когда контроль над товарами передается покупателю. В случае продажи сырой нефти, газового конденсата и сжиженного нефтяного газа это обычно происходит, когда товар физически передается на судно, в трубопровод, вагон, цистерны или другой механизм доставки; в случае продажи газа - когда продукт физически передается в трубопровод.

Группа пришла к выводу, что, как правило, она выступает в качестве принципала в заключенных ею договорах, предусматривающих получение выручки, поскольку обычно Группа контролирует товары или услуги до их передачи покупателю.

5. АКТИВЫ В ФОРМЕ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ

<i>В тысячах долларов США</i>	Машины и оборудование	Транспортные средства	Всего
Сальдо на 1 января 2019 года	26.825	7.359	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.467)	(16)	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.086)	–	(10.086)
Начисленная амортизация	(12.089)	(3.651)	(15.740)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленной амортизации	3.183	3.692	6.875
На 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	7.643	7.339	14.982
Накопленная амортизация	(4.460)	(3.647)	(8.107)
Сальдо, за вычетом накопленной амортизации	3.183	3.692	6.875

Активы в форме права пользования признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Активы в форме права пользования были признаны на основе суммы, равной арендным обязательствам.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибылей и убытков.

Смотрите *Примечание 15* в отношении обязательств по аренде.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 год	31 декабря 2018 год
Права на недропользование	15.835	15.835
Затраты на геологические и геофизические исследования	34.698	34.406
Обесценение активов, связанных с разведкой и оценкой	(50.533)	–
Активы, связанные с разведкой и оценкой на 31 декабря	–	50.241

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой, в размере 920 тысяч долларов США были уменьшены на сумму списания капитализированных социальных затрат в размере 628 тысяч долларов США в результате подписания дополнений к контракту на недропользование по Ростошинскому месторождению (2018 год: 2.413 тысяч долларов США). Проценты не капитализировались в состав активов, связанных с разведкой и оценкой.

Смотрите Примечание 4 в отношении анализа по обесценению.

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Нефтегазовые активы	648.495	1.886.844
Прочие основные средства	12.690	39.418
	661.185	1.926.262

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 2019 и 2018 годов, представлены следующим образом:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 года, за вычетом накопленного износа	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 обесценения	1.083.317	803.527	1.886.844
Поступления	15.044	156.405	171.449
Переводы	839.331	(842.083)	(2.752)
Выбытия	(90)	–	(90)
Износ выбытий	41	–	41
Начисленный износ и истощение	(130.344)	–	(130.344)
Перенос обесценения	(43.234)	43.234	–
Убыток от обесценения	(1.169.828)	(106.825)	(1.276.653)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа и обесценения	594.237	54.258	648.495
По состоянию на 31 декабря 2017 года			
Первоначальная стоимость	1.898.361	768.326	2.666.687
Накопленный износ	(767.976)	–	(767.976)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	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 обесценение	(878.080)	–	(878.080)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и обесценения	1.083.317	803.527	1.886.844
По состоянию на 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	2.883.423	167.684	3.051.107
Накопленный износ и обесценение	(2.289.186)	(113.426)	(2.402.612)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и обесценения	594.237	54.258	648.495

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

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 12,04% и 10,33% в 2019 и 2018 годах, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов.

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (*Примечание 16*) за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, привело к увеличению нефтегазовых активов на 4.354 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшение в размере 2.823 тысяч 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 2019 и 2018 годов:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	100.220	107.572
Ставка капитализации	9,32%	8,95%
Капитализированные затраты по займам	55.691	53.153

По состоянию на 31 декабря 2019 года основные средства Группы на сумму 229.176 тысяч долларов заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Finance Gas B.V.» (Примечание 14) (31 декабря 2018 года: 246.414 тысяч долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транс- портные средства	Прочее	Незавершё нное строи- тельство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 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
Поступления	–	564	–	1.231	–	1.795
Переводы	135	25	–	2.592	–	2.752
Выбытия	(33)	(68)	(16)	(466)	–	(583)
Износ выбытий	33	26	7	450	–	516
Износ	(3.867)	(1.087)	(142)	(1.125)	–	(6.221)
Убыток от обесценения	(16.147)	(2.291)	(326)	(6.223)	–	(24.987)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа и обесценения	8.203	1.163	166	3.158	–	12.690
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
По состоянию на 31 декабря 2019 года						
Первоначальная стоимость	49.598	20.931	1.551	18.239	–	90.319
Накопленный износ и обесценение	(41.395)	(19.768)	(1.385)	(15.081)	–	(77.629)
Сальдо за вычетом накопленного износа и обесценения	8.203	1.163	166	3.158	–	12.690

8. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	927	520
Авансы, выданные за строительные работы	441	12.632
	1.368	13.152

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)**9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ**

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Материалы и запасы	23.591	23.479
Газовый конденсат	8.446	4.198
Сырая нефть	3.650	1.761
СУГ	113	126
Сухой газ	49	20
	35.849	29.584

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2019 и 2018 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Авансы выданные	5.357	4.772
НДС к получению	2.732	10.784
Прочие налоги к получению	1.713	2.947
Прочее	807	722
	10.609	19.225

Авансы выданные были преимущественно представлены предоплатой поставщикам услуг.

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов года не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Текущие счета в долларах США	12.954	6.194
Текущие счета в тенге	712	857
Текущие счета в прочих валютах	45	–
Кассовая наличность	5	8
	13.716	7.059

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 805 тысяч долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане и 6.815 тысяч долларов США в АО «Халык банк» (31 декабря 2018 года: 7.021 тысяча долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. КАПИТАЛ

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 Группы составляют 55% и 45%. Соответственно, что соответствует 2,2 тысячам долларов США и 1,8 тысячам долларов США.

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 Группе 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.

14. ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2033 году	559.714	559.617
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2033 году	399.372	399.282
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	145.500	–
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	116.464
	1.104.586	1.075.363
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(4.013)	(4.627)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.100.573	1.070.736

Облигации 2012, 2014

13 ноября 2012 года «Zhaikmunai International B.V.» («Первоначальный эмитент 2012») 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 ТОО «Жаикмунай» 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 Облигаций 2012 и 2014 годов 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 долларов 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.».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

25 июля 2017 года 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 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала доход по финансовой гарантии в размере 974 тысяч долларов США. На 31 декабря 2019 года, общий баланс финансовой гарантии, включая долгосрочную и краткосрочную часть по состоянию на 31 декабря 2019 года, составлял 2.888 тысяч долларов США (31 декабря 2018 года: 3.861 тысяча 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 Группа признала 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 2019 года, Группа признала гарантийный доход в сумме 250 тысяч долларов США, и остаток задолженности по состоянию на 31 декабря 2019 года по гарантии, как текущей, так и долгосрочной, составил 1.593 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 1.844 тысячи долларов США).

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Группа заключила соглашение о предоставлении займа с «Frans Van Der Schoot B.V.», согласно которому Группа получила 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 2019 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2018 года: 6,625%).

С 1 октября 2019 года в соответствии с внутригрупповым кредитным соглашением права в отношении непогашенных номинальных сумм и невыплаченных процентов были переданы от Nostrum Oil & Gas B.V. к Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 11 декабря 2019 года Группа получила дополнительный кредит в размере 24.650 тысяч долларов США от Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

Изменения в займах, возникающие в результате финансовой деятельности, следующие:

	1 января 2019 года	Влияние МСФО 9	Денежные поступления	Денежные выплаты	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Финансовые затраты по аренде	Изменения и прекращения договоров аренды	Прочее	31 декабря 2019 года
Долгосрочные займы	1.070.736	–	29.650	–	187	–	–	–	1.100.573
Текущая часть долгосрочных займов	4.627	–	–	(100.647)	100.033	–	–	–	4.013
Долгосрочные обязательства по аренде	16.216	–	–	–	–	–	(11.997)	(3.578)	641
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	17.968	–	–	(17.543)	–	2.732	–	3.578	6.735
	1.109.547	–	29.650	(118.190)	100.220	2.732	(11.997)	–	1.111.962

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

	1 Января 2018 года	Влияние МСФО 9	Денеж- ные поступ- ления	Денеж- ные выплаты	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Финан- совые затра- ты по аренде	Изменения и прекраще- ние договоров аренды	Про- чее	31 декабря 2018 года
Долгосрочные займы	1.012.913	(7.612)	60.350	(8.000)	3.899	–	–	9.186	1.070.736
Текущая часть долгосрочных займов	15.173	–	–	(104.460)	88.577	136	–	5.201	4.627
	1.028.086	(7.612)	60.350	(112.460)	92.476	136	–	14.387	1.075.363

15. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО АРЕНДЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Обязательства по аренде на 1 января	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.514)
Финансовые расходы	2.732
Сумма выплат по аренде в течение периода	(17.543)
	7.376
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	6.735
Долгосрочные обязательства по аренде на 31 декабря	641

Обязательства по аренде признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Обязательства по аренде были признаны на основании будущих арендных платежей, как определено в МСФО (IFRS) 16. Детальная информация по активам в форме права пользования представлена в *Примечании 5*.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибыли и убытков.

16. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	21.894	23.590
Дополнительный резерв	1.100	728
Амортизация дисконта	164	399
Использованный резерв	(10)	–
Изменение в оценках	4.354	(2.823)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	27.502	21.894

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

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2019 года составили 1,9% и 2,49%, соответственно (31 декабря 2018 года: 2,3% и 4,33%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, привело к увеличению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 4.354 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшение на 2.823 тысячи долларов США).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. 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 2019 и 2018 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.311	6.497
Амортизация дисконта	820	845
Уплачено в течении года	(1.030)	(1.031)
	6.101	6.311
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.070	5.280

18. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2019 и 2018 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	15.292	20.672
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	9.646	23.088
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	4.325	4.948
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	132	971
	29.395	49.679

19. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2019 и 2018 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Начисления по обучению	11.325	11.609
Прочие начисления	7.597	5.682
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	4.685	4.926
Задолженность перед работниками	1.974	1.690
Начисления по соглашениям прав на недропользование	1.270	2.174
Прочие краткосрочные обязательства	787	1.864
	27.638	27.945

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Нефть и газовый конденсат	196.175	267.815
Газ и СУГ	125.948	122.112
Сера	5	–
	322.128	389.927

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 2019 года, составила 64,16 долларов США (2018 год: 71,69 долларов США).

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, выручка от трёх основных покупателей составила 190.343 тысячи долларов США, 96.064 тысячи долларов США и 9.252 тысячи долларов США, соответственно (2018 год: три основных покупателя: 258.898 тысяч долларов США, 80.499 тысяч долларов США и 11.924 тысячи долларов США, соответственно).

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

21. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Износ, истощение и амортизация	136.776	115.347
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	14.173	16.133
Заработная плата и соответствующие налоги	12.781	11.677
Управленческие услуги	7.811	7.726
Материалы и запасы	4.499	5.253
Транспортные услуги	2.094	6.116
Затраты на ремонт скважин	2.077	2.767
Платежи за загрязнение окружающей среды	167	367
Изменение в запасах	(6.153)	136
Прочее	(21)	741
	174.204	166.263

22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Заработная плата и соответствующие налоги	3.493	3.595
Управленческие услуги	2.570	2.992
Профессиональные услуги	2.047	1.155
Износ и амортизация	1.812	1.651
Страховые сборы	989	1.282
Услуги связи	276	357
Материалы и запасы	157	168
Командировочные расходы	147	170
Комиссии банка	82	124
Аренда	33	–
Транспортные затраты	–	430
Прочее	1.052	456
	12.658	12.380

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

23. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Транспортные затраты	12.405	15.017
Затраты на погрузку и хранение	11.783	18.881
Маркетинговые услуги	11.560	12.077
Амортизация активов в форме права пользования	4.489	–
Заработная плата и соответствующие налоги	1.763	2.058
Прочее	4.362	2.557
	46.362	50.590

Амортизационные расходы связаны с активами в форме права пользования, признанными в соответствии с МСФО (IFRS) 16 в отношении арендованных железнодорожных вагонов, с 1 января 2019 года, соответствующие расходы по аренде ранее были включены в транспортные затраты за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

24. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Процентные расходы по займам	44.529	54.419
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.234	135
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	820	845
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации	164	399
	46.747	55.798

25. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Роялти	12.802	15.155
Экспортная таможенная пошлина	7.281	11.233
Доля Правительства	2.802	3.277
Прочие налоги	45	63
	22.930	29.728

Экспортная таможенная пошлина состоит из таможенных пошлин на вывоз сырой нефти и таможенных сборов за такие услуги, как обработка деклараций, временное складирование и т.д.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Компенсации	3.576	–
Обучение	2.808	2.382
Убыток от обесценения налогового актива	2.480	–
Штрафы и пени	1.873	–
Начисления по соглашениям прав на недропользование	1.181	(3.327)
Социальные программы	313	316
Конвертация валюты	211	375
Прочие начисления	133	2.691
Убыток от выбытия основных средств	96	1.510
Спонсорство	77	52
Резерв по сомнительным долгам	–	85
Сборы за управление ликвидность	–	40.600
Прочие расходы	253	1.519
	13.001	46.203

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 перевыставленных Группе (Примечание 14).

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. Компенсация включает в себя расходы, связанные с досрочным расторжением договоров на использование буровых установок.

27. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Корпоративный подоходный налог включает:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	3.096	11.007
(Экономия) / расходы по отсроченному подоходному налогу	(354.300)	10.565
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(72)	(851)
Итого (экономия) / расходы по корпоративному подоходному налогу	(351.276)	20.721

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>	2019 год	2018 год
Убыток до налогообложения	(1.336.646)	(83.784)
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	(400.994)	(25.135)
Эффект изменения налоговой базы	13.302	18.284
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(72)	(851)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	26.210	29.055
Убыток от обесценения*	9.012	–
Штрафы, не относимые на вычеты	484	(998)
Убыток от выбытия основных средств и товарно-материальных запасов	–	453
Прибыль по курсовой разнице, нетто	(241)	(1.261)
Резерв по обесценению авансовых платежей	–	26
Прочие расходы, не относимые на вычеты	1.023	1.148
(Экономия) / расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчётности	(351.276)	20.721

* Группа не признала отложенные налоговые активы по вычитаемым временным различиям по активам, связанным с разведкой и оценкой, в размере 9.012 тысяч долларов США.

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

Эффективная ставка налога Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 26,2% (2018 год: 24,73%). Эффективная налоговая ставка Группы, за исключением влияния изменений обменного курса и не вычитаемых расходов по процентам по займам, за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 23,1% (2018 год: 31,8%).

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

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	8.721	4.883
Обязательство по отсроченному налогу		
Товарно-материальные запасы	(3.646)	–
Основные средства	(45.999)	(400.107)
	(40.924)	(395.224)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Сальдо на 1 января	395.224	381.590
Принятие МСФО 9	–	3.069
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	(354.300)	10.565
Сальдо на 31 декабря	40.924	395.224

28. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Дебиторская задолженность от и авансы выданные связанным сторонам на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлены следующим образом

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	–	11.408

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	115.850
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	145.500	–
Торговая кредиторская задолженность		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	430	11.420
<i>Под общим контролем</i>		
«Nostrum Services N.V.»	2.441	1.505

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Погашение займа		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	8.000
Полученные займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	5.000	60.350
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	24.650	–
Проценты уплаченные		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	6.471	4.912
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	2.092	–
Приобретения		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.322	13.975
Сборы за управление ликвидностью		
«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
«Nostrum Services N.V.»	14.444	14.726

28 июля 2014 года Группа заключила договор с АО «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Группы (с поправками, внесенными четырнадцатью 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 2019 года владела примерно 25,7% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие услуги оплачивается 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 1.935 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (2018 год: 1.570 тысяч долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается «Nostrum Services N.V.», и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

29. 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 пеню, 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 2019 года.

По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2019 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа 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, Группа может понести в будущем затраты, сумма которых не поддаётся определению в данный момент времени. Такие затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Группа 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, Группа 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 Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определённый период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2019 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 27.552 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 131.373 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (после выпуска редакции от 2 сентября 2019 года), Группа обязана:

- (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; и
- (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 16 августа 2019 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 10.982 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) создать ликвидационный фонд для покрытия обязательств Группы по выбытию активов;

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 19.443 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iii) финансировать расходы на ликвидацию в размере 177 тысяч 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 20.151 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 146 тысяч долларов США на обучение персонала, нанятого для работы по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 202 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.

30. 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 её 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

Группа 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2019 и 2018 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

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
2019 год		
Тысяч долларов США	12,00%	631
Тысяч долларов США	(9,00)%	(473)
2018 год		
Тысяч долларов США	14,00%	(2.790)
Тысяч долларов США	(10,00)%	1.993

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

На 31 декабря 2019 года	Российский				Итого
	Тенге	рубль	Евро	Прочее	
Денежные средства и их эквиваленты	717	–	–	45	762
Дебиторская задолженность	24.276	–	–	–	24.276
Кредиторская задолженность	(15.292)	(132)	(4.325)	–	(19.749)
Прочие текущие обязательства	(14.957)	–	–	–	(14.957)
	(5.256)	(132)	(4.325)	45	(9.668)

На 31 декабря 2018 года	Российский				Итого
	Тенге	рубль	Евро	Прочее	
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)

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в размере 145.500 тысяч 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.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов о договорных не дисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

<i>На 31 декабря 2019 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	25.210	75.630	529.579	1.716.939	2.347.358
Кредиторская задолженность	23.442	–	5.953	–	–	29.395
Прочие текущие обязательства	17.984	–	–	–	–	17.984
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	6.443	11.598
Обязательства по аренде	–	1.924	5.197	766	–	7.887
	41.426	27.392	87.553	534.469	1.723.382	2.414.222

<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

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, денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», имеющий кредитный рейтинг Ba1 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг Aa3 (стабильный), присвоенный кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2019 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. Кроме того, политика Группы заключается в том, чтобы снизить риск неуплаты со стороны своих покупателей, требуя, чтобы все покупки были оплачены заранее или обеспечены аккредитивом от международного банка.

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. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группа 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 2019 года	31 декабря 2018 года	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(1.104.586)	(1.075.363)	(453.270)	(620.440)
Обязательства по аренде	(7.376)	–	(7.376)	–
Итого	(1.111.962)	(1.075.363)	(460.646)	(620.440)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных 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 2019, 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 Группа, помимо прочих обстоятельств, нацелена 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

В тысячах долларов США	2019 год	2018 год
Процентные займы и обязательства по аренде	1.111.962	1.075.363
Минус: денежные средства и их эквиваленты и средства, ограниченные в использовании	(21.336)	(14.080)
Чистая задолженность	1.090.626	1.061.283
Капитал	(480.093)	505.277
Итого капитал	(480.093)	505.277
Капитал и общая задолженность	610.533	1.566.560
Коэффициент платежеспособности	179%	68%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019, не было никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

31. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК

6 марта 2020 года страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК, (ОПЕК +) обсудили необходимость сокращения поставок нефти, чтобы привести в равновесие нефтяные рынки в результате вспышки COVID-19, которая оказала существенное влияние на спрос на нефть. Сторонам не удалось достичь соглашения 7 марта 2020 года, и «Saudi Aramco» демонстративно снизила свою официальную отпускную цену (OSP), пытаясь сделать ставку на завоевание доли рынка, а не обеспечение стабильности цен, и фактически начала ценовую войну. В результате, 9 марта 2020 года цены на нефть марки Brent рухнули примерно на 20%, а форвардная кривая на 2020 и 2021 годы упала примерно до 38 долларов за баррель и 43 долларов за баррель, соответственно. Ситуацию усугубило предполагаемое отсутствие будущего спроса на нефть, вызванное дестабилизацией бизнеса и экономической деятельности в результате вспышки нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Несмотря на то, что страны ОПЕК + вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении суточных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть. Эти события продолжают оказывать влияние на волатильность цен на нефть, при этом спотовые цены на Brent достигли минимума в 20 долларов за баррель в марте 2020 года. Реализованные Группой цены на нефть в январе и феврале 2020 года в среднем составляли около 55 долларов США за баррель.

Вспышка коронавируса

Вспышка COVID-19 была подтверждена в начале 2020 года. Инфекция распространилась по всему Китаю и за его пределами, вызывая дестабилизацию бизнеса и экономической деятельности. Правительства в пострадавших странах вводят запреты на поездки, объявляют карантин и принимают другие чрезвычайные меры общественной безопасности. Несмотря на то, что эти мероприятия носят временный характер, они могут продолжаться, а также могут быть усилены меры в зависимости от распространения вспышки вируса. Офисы и помещения Группы в Казахстане остаются открытыми, при этом определенные ограничения налагаются на поездки, но необходимые работники могут работать и поддерживать активы в соответствии с высокими стандартами. Окончательные последствия вспышки COVID-19 в настоящее время неясны, и поэтому Группа не может разумно оценить влияние, которое она может оказать на будущие операции.

Существует значительная неопределенность в отношении степени и срока, в течение которого эти события будут продолжаться, но они могут оказать существенное влияние на финансовое положение Группы, будущие денежные потоки и результаты деятельности. Для получения более подробной информации о том, как эти факторы неопределенности были учтены при подготовке данной финансовой отчетности, см. раздел «Непрерывность деятельности» финансовой отчетности.

Кроме того, существенные оценки и суждения, которые будут применены при подготовке будущей финансовой отчетности, также могут быть затронуты, если сохранится текущая макроэкономическая неопределенность и уменьшатся оценки долгосрочных цен на сырьевые товары. В частности, мы ожидаем, что влияние будет следующим:

- Предполагаемая возмещаемая стоимость нашей единицы, генерирующей денежные средства, связанной с месторождением Чинаревское и соответствующими объектами, будет уменьшена. Может потребоваться дополнительное обесценение, поскольку ЕГ ДП была обесценена в 2019 году и поэтому чувствительна к изменениям цен на сырье, как описано в Примечании 4; и
- Оценка запасов нефти и газа будет снижена при условии снижения долгосрочной плановой цены, на которой основаны наши оценки запасов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Взаимодействие с держателями облигаций

31 Марта 2020 года Группа объявила, что она будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.