

«ALTIUS HOLDINGS INC»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ СПЕЦИАЛЬНОГО
НАЗНАЧЕНИЯ**

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года

«Altius Holdings Inc»

Отчёт Директоров

Директора «Altius Holdings Inc» (далее по тексту «Компания» или «Алтиус») представляют свой отчёт вместе с аудированной консолидированной финансовой отчётностью специального назначения за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, Компании и её дочерних организаций.

Компания была образована 1 января 2010 года после слияния четырёх канадских компаний, которые существовали до этой даты («Altius Energy Corporation», «Arawak Acquisition Inc», «Altius Holdings Inc» и «1153264 Alberta Limited») в соответствии с юридической практикой Канады. Данная финансовая отчётность специального назначения была подготовлена на основе этого законного слияния, которое имело место 1 января 2008 года, и того, что Компания приняла Международные стандарты финансовой отчётности с момента образования.

Кроме того, данная финансовая отчётность специального назначения была подготовлена на основе того, что группа представляет результаты казахстанских активов по добыче и разработке. Все активы по разведке, которые ранее принадлежали одной дочерней организации Компании, были из группы 31 марта 2010 года. Финансовая отчётность специального назначения была подготовлена на основе того, что активы по разведке никогда не принадлежали Компании.

Основные направления деятельности и обзор деловой активности

Алтиус является компанией по разведке, разработке и добыче нефти и газа, имеющий сбалансированный портфель активов по разведке, разработке и добыче, сосредоточенных в богатых синклиналичных депрессиях Казахстана.

Результаты деятельности и дивиденды

Консолидированная финансовая отчётность специального назначения Компании за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, представлена на страницах с 8 по 41. Компания не объявляла и не выплачивала дивиденды в 2009 или 2008 годах. Компания ожидает, что в обозримом будущем, она сохранит будущие доходы и прочие денежные ресурсы для операционной деятельности и развития своего бизнеса.

Директора

Директора компании на 31 декабря 2009 года с последующими изменениями, представлены следующим образом:

Alastair D McBain	
Wendy Poon	назначен 24 апреля 2009
Jeffrey Peacock	назначен 24 апреля 2009, уволился 26 марта 2010
Bruce Greenbank	назначен 26 марта 2010
James Coleman	назначен 24 апреля 2009
Michael Volcko	назначен 24 апреля 2009
Charles Carter	назначен 24 апреля 2009

Должностные лица

Следующие лица являлись должностными лицами группы в течение периода:

Alastair McBain	Главный исполнительный директор
Shahveer Kapadia	Главный операционный директор
Charles Carter апреля 2009 года)	Главный финансовый директор (уволился 2
Simon Blaydes апреля 2009 года)	Главный финансовый директор (назначен 2

Важные события после окончания года

Строительство Приемо-сдаточного пункта на месторождении Кенкияк и нефтепровода между месторождением Акжар и Кенкияк было начато в конце 2009 года. Строительство было завершено в марте /апреле 2010 года, а Приемо-сдаточный пункт введен в эксплуатацию сразу после получения разрешения контролирующего органа. Проверка давления трубопровода под давлением прошла удовлетворительно. Разрешение контролирующего органа получено, позволяя ввести трубопровод в эксплуатацию в июне 2010 года. Трубопровод фактически в два раза увеличит наш уровень добычи на месторождении Акжар и имеется потенциал дальнейшего существенного увеличения производительности при ограниченных затратах. Завершение трубопровода и Приемо-сдаточного пункта позволит существенно увеличить добычу на месторождении Акжар, которая, в настоящее время, ограничена транспортными возможностями.

В конце мая 2010 года группа погасила оставшиеся 45 миллионов долларов США по займу от «Calyon».

Запасы нефти и газа

Доля группы в последних независимых оценках запасов нефти и газа Группы представлена следующим образом:

Страна	Доказанные запасы (млн. баррелей)	Вероятные запасы (млн. баррелей)	Возможные запасы (млн. баррелей)	Внешняя оценка проведена	Дата
Казахстан					
• Месторождение Акжар	33.0	30.6	21.2	Ryder Scott	31/12/2009
• Месторождение Бесболек	7.1	2.9	1.6	Ryder Scott	31/12/2009
• Месторождение Карайтайкыз	0.6	0.3	0.0	Ryder Scott	31/12/2009
• Месторождение Алимбай	1.6	2.9	1.3	Ryder Scott	31/12/2009

Казахстанская оценка была осуществлена в соответствии с требованиями Общества инженеров нефтяников.

Заявление об ответственности Директоров

Директора несут ответственность за подготовку годового отчёта и финансовой отчётности специального назначения в соответствии с применимым законодательством и нормативно правовыми актами. Законодательство о компаниях требует, чтобы Директора готовили финансовую отчётность за каждый финансовый год. Директора подготовили групповую финансовую отчётность в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

В соответствии с законом, финансовая отчётность должна давать достоверное и объективное представление о положении дел Группы и о результатах за этот период. При подготовке финансовой отчётности Директора также должны:

- Выбрать подходящую учётную политику и применять ее на последовательной основе;
- Выносить суждения и делать оценки на обоснованной и осмотрительной основе;
- Констатировать, следовали ли применимым стандартам учёта, при условии, что все существенные отклонения были раскрыты и объяснены в финансовой отчётности; и
- Готовить финансовую отчётность на основании принципа непрерывной деятельности, за исключением того, когда это не соответствует предположению о том, что компания будет продолжать свою деятельность, при этом, по мере необходимости, должны быть подтверждающие допущения или оговорки..

Директора подтверждают то, что они исполнили указанные выше требования при подготовке финансовой отчётности. Кроме того, насколько Директорам известно, нет какой-либо значимой аудиторской информации, о которой аудиторы не были проинформированы и каждый Директор предпринял все возможные действия, которые он должен предпринять с тем, чтобы быть осведомленным о любой существенной аудиторской информации и убедиться в том, что аудитор был осведомлён о такой информации.

Директора отвечают за ведения соответствующих учётных записей, которые раскрывают, с разумной точностью, на любой момент времени финансовое положение Компании. Они также отвечают за обеспечение сохранности активов, предпринимают обоснованные действия, направленные на предотвращение и выявление мошенничества и иных нарушений, а также за то, что вся финансовая информация, представленная по тексту Годового отчёта, является сопоставимой, там где это уместно, с информацией, содержащейся в финансовой отчётности.

Директора отвечают за обеспечение того, что Компания поддерживает системы внутреннего учёта и административного контроля, разработанные для обеспечения разумной уверенности в том, что финансовая информация является обоснованной, достоверной и точной. Директора отвечают за поддержание и надёжность нормативной и аудированной информации, размещённой на вебсайте Компании.

Аудиторы

ТОО «Эрнст энд Янг» (ТОО «ЭЯ») было назначено для проведения аудита данной финансовой отчётности специального назначения.

По распоряжению Совета

Alastair D Mcbain
Секретарь Компании
29 октября 2010 года

ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Руководству «Altius Holdings Inc»:

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности специального назначения «Altius Holdings Inc» (далее по тексту - «Компания») и его дочерних организаций (далее по тексту - «Группа»), которая включает консолидированный отчёт специального назначения о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года, консолидированный отчёт специального назначения о совокупном доходе, консолидированный отчёт специального назначения об изменениях в капитале и консолидированный отчёт специального назначения о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчётности.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчётности

Руководство Группы несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности специального назначения в соответствии с основой подготовки отчётности, изложенной в Примечании 2. Эта ответственность включает планирование, внедрение и поддержание надлежащего внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие мошенничества или ошибки; выбор и применение соответствующей учётной политики; сделанных бухгалтерских оценок, соответствующих конкретным обстоятельствам.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о достоверности данной консолидированной финансовой отчётности на основе проведённого нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Эти стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы, спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчётности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения финансовой отчётности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает организацию системы внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления предприятием консолидированной финансовой отчётности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля предприятия. Аудит также включает оценку уместности выбранной учётной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.



Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность специального назначения во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2009 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с методами учета, описанными в Примечании 2.

Ограничение использования

Данная прилагаемая финансовая отчётность специального назначения предназначена для включения в нормативный пакет документов, относящихся к листингу Группы на Казахстанской фондовой бирже и, таким образом, не должна использоваться для каких-либо иных целей. Данная финансовая отчётность представляет собой заявление о финансовом положении только регистрируемой на бирже Группы и не включает некоторые дочерние организации и результаты их финансовой деятельности, которые были до предлагаемого листинга. Таким образом, данная финансовая отчётность не подготовлена в соответствии с МСФО (Примечание 2).

Ernst & Young LLP

Пол Кон
Партнер по аудиту

Евгений Жемалетдинов
Аудитор / Генеральный директор

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



Квалификационное свидетельство аудитора
№ 0000553 от 24 декабря 2003 года

29 октября 2010 года

«Altius Holdings Inc»

Консолидированный отчёт о прибылях и убытках

		31 декабря 2009	31 декабря 2008
		года	года
		\$000	\$000
За год, закончившийся			
	Прим.		
Доходы	7	134,363	159,488
Себестоимость реализации	8	40,575	42,254
Валовая прибыль		93,788	117,234
Расходы по реализации	9	23,145	18,287
Общие и административные расходы	10	16,895	19,639
Доход от операционной деятельности		53,748	79,308
Финансовый доход	12	1,542	3,608
Финансовые затраты	12	3,913	2,961
Финансовые (затраты)/доходы - нетто		(2,371)	647
Прибыль до налогообложения		51,377	79,955
Расходы по подоходному налогу	13	18,697	42,730
Прибыль за год		32,680	37,225

Консолидированный отчёт о прочем совокупном доходе специального назначения

Ни в одном из представленных периодов не было статей прочего совокупного дохода.

Прилагаемые примечания на страницах 8- 41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности специального назначения.

«Altius Holdings Inc»

Консолидированный отчёт о финансовом положении

По состоянию на	Прим.	31 декабря 2009	31 декабря 2008
		года \$000	года \$000
Долгосрочные активы			
Основные средства	14	76,218	60,558
Нематериальные активы	15	45,337	46,283
Активы по отсроченному подоходному налогу	24	1,535	1,137
Прочие долгосрочные активы	16	69,870	65,656
		192,960	173,634
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	17	5,309	6,084
Торговая и прочая дебиторская задолженность	18	47,969	14,305
Денежные средства и их эквиваленты		6,612	21,228
		59,890	41,617
Итого активов		252,850	215,251
Текущие обязательства			
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20	13,160	12,243
Корпоративный подоходный налог к уплате		1,645	14,900
Краткосрочные займы	21	14,844	14,799
Текущая часть прочих долгосрочных обязательств	23	601	350
		30,250	42,292
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	22	51,827	44,403
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	24	12,780	4,234
Прочие долгосрочные обязательства	23	5,072	4,496
Резервы по выводу из эксплуатации активов	25	5,327	4,912
		75,006	58,045
Чистые активы		147,594	114,914
Капитал			
Уставный капитал	26	52,419	52,419
Нераспределённая прибыль		95,175	62,495
Итого капитала		147,594	114,914

Прилагаемые примечания на страницах 8- 41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности специального назначения.

Финансовая отчётность специального назначения на страницах 8- 41 была утверждена к выпуску Советом директоров 29 октября 2010 года и была подписана от его имени :

Alastair D. McBain
Член директората и Главный управляющий директор

Simon R Blaydes
Главный финансовый директор

«Altius Holdings Inc»

Консолидированный отчёт о движении денежных средств специального назначения

За год, закончившийся	Прим.	31 декабря 2009	31 декабря 2008
		года \$000	года \$000
Денежные потоки от операционной деятельности			
Поступление денежных средств от операционной деятельности		30,475	65,621
Проценты полученные		42	114
Проценты уплаченные		(1,237)	(2,458)
Подходный налог уплаченный		(23,796)	(37,341)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		5,484	25,936
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Приобретение материальных и нематериальных активов		(22,019)	(42,685)
Чистое расходование денежных средств в инвестиционной деятельности		(22,019)	(42,685)
Денежные потоки от финансовой деятельности			
Поступления по долгосрочной задолженности - ,банк		2,800	59,117
Поступления по долгосрочной задолженности-внутригрупповые		17,800	-
Погашение долгосрочной задолженности		(17,800)	-
Поступления по краткосрочной задолженности		-	5,000
Погашение краткосрочной задолженности		-	(45,000)
Оплата прочих долгосрочных обязательств		(881)	(1,022)
Чистое поступление денежных средств от финансовой деятельности		1,919	18,095
Чистое уменьшение в денежных средствах и их эквивалентах		(14,616)	1,346
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		21,228	19,882
Положительная /(отрицательная) курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		-	-
Денежные средства и их эквиваленты на конец года		6,612	21,228

Прилагаемые примечания на страницах 8- 41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности специального назначения.

«Altius Holdings Inc»

Капитал

	Уставный капитал \$000	Нераспределённая прибыль \$000	Итого \$000
Сальдо на 1 января 2008 года	52,419	25,270	77,689
Прибыль за год	-	37,225	37,225
Сальдо на 31 декабря 2008 года	52,419	62,495	114,914
Прибыль за год	-	32,680	32,680
Сальдо на 31 декабря 2009 года	52,419	95,175	147,594

Прилагаемые примечания на страницах 8- 41 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности специального назначения.

«Altius Holdings Inc»

Примечания к финансовой отчётности специального назначения за год, закончившийся 31 декабря 2009 года

Все суммы даны в тысячах долларов США, если не указано иное.

1. Общая информация

«Altius Holdings Inc» («Компания») и его дочерние организации (совместно именуемые «Группа») является независимой компанией по разведке, разработке и добыче нефти и газа, имеющий сбалансированный портфель активов по разведке, разработке и добыче, сосредоточенных в богатых синклинальных депрессиях Казахстана. Группа эксплуатирует четыре действующих месторождения в Казахстане (Акжар, Бесболек, Алимбай и Каратайкыз).

2. Основа подготовки финансовой отчётности

1 января 2010 года, произошло слияние трех существовавших до этого канадских компаний, («Altius Energy Corporation», «Arawak Acquisition inc» и «1153264 Alberta Limited») с «Altius Holdings Inc», в соответствии с канадской юридической практикой (Примечание 3).

Настоящая финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО»), за исключением указанного далее.

Основа подготовки, в соответствии с которой был подготовлен настоящий отчёт, приводит к следующим существенным отклонениям от МСФО. Во всех прочих случаях применялись МСФО:

- МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» определяет группу как материнскую компанию и ее дочерние организации, и в дальнейшем описывает процесс подготовки консолидированной финансовой отчетности. Финансовая информация за прошлые периоды не включает все дочерние организации «Altius Holdings Inc», и, следовательно, не соответствует требованиям МСБУ 27.

Данная финансовая отчетность, которая была подготовлена специально с целью ее включения в Информационный Меморандум для допуска ценных бумаг «Altius Holdings Inc» к котировке на «Казахстанской Фондовой Бирже», подготовлена на основе, консолидации «Altius Petroleum International BV» и его дочерних организаций, за исключением «Balkhash Petroleum BV», «Leopard Oil BV», «Steppe Eagle Oil BV» и «Ibex Petroleum BV» и их соответствующих дочерних организаций, контролирует применение принципов, лежащих в основе процедур консолидации по МСБУ 27 для каждого из годов, закончившихся 31 декабря 2008 и 2009 годов и на эти даты. Руководство считает, что представление существующих перечисленных предприятий обеспечит регулирующий орган более существенной информацией.

Консолидированная финансовая отчетность специального назначения «Altius Holdings Inc» была подготовлена в долларах США на основе первоначальной стоимости, за исключением переоценки финансовых активов, имеющих в наличии для продажи и прочих финансовых активов и обязательств, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток.

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует использования определённых важных учётных оценок. Это также требует от руководства вынесения суждений в процессе применения учётной политики Группы. Сферы, которые требуют более высокой степени суждения или сложности, или сферы, где допущения и оценки являются существенными для финансовой отчётности Группы, раскрыты в Примечании 4, 5 и 6.

Международные стандарты финансовой отчётности

а) Принятые стандарты и интерпретации

В течение отчётного года Группа приняла следующие новые или пересмотренные стандарты и

интерпретации, которые не оказали существенного влияния на финансовые показатели или финансовое положение Группы.

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на долевых инструментах, — Условия надления правами и аннулирование вознаграждения»
- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытия»
- МСФО 8 «Операционные сегменты»
- МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»
- МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление» и МСБУ 1 «Финансовые инструменты с правом досрочного погашения и обязательства, возникающие при ликвидации»
- Интерпретация 9 «Пересмотр результатов анализа встроенных производных инструментов» и МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»
- Интерпретация 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов»
- Интерпретация 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежную деятельность»
- Поправки к МСФО (май 2008 года)

Основное влияние этих изменений представлено следующим образом:

МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»

Пересмотренный стандарт разграничивает изменения в капитале на те, которые вызваны операциями с собственниками и прочие изменения в капитале. Отчёт об изменениях в капитале будет содержать только информацию об операциях с собственниками, а все прочие изменения, будут представлены одной строкой. Более того, Стандарт вводит требование о составлении отчёта о совокупных доходах. В этот отчёт будут включаться все статьи признанных доходов и расходов, которые могут быть представлены либо в одном отчёте, либо в двух взаимосвязанных отчетах. Группа предпочла представить один отчёт.

Поправки к МСФО

В мае 2008 года Совет по МСФО выпустил первый комплект поправок к своим стандартам, главным образом, с целью упразднения несоответствий и уточнения формулировок. В отношении каждого стандарта существуют отдельные переходные положения. Принятие следующих поправок привело к изменениям в учётной политике, однако это не оказало влияния на финансовое положение или показатели деятельности Группы.

МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»: Активы и обязательства, классифицированные как удерживаемые для проведения торговых операций в соответствии с МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», не классифицируются автоматически в отчёте о финансовом положении как краткосрочные. Компания провела анализ того, отличается ли оценка руководства в отношении периода реализации финансовых активов и обязательств от классификации инструмента. Это не привело к переклассификации в отчёте о финансовом положении финансовых инструментов между категориями краткосрочных и долгосрочных.

МСБУ 16 «Основные средства»: замена понятия «чистая цена продажи» на «справедливую стоимость за вычетом затрат на продажу». Данная поправка не оказала немедленного влияния на финансовую отчётность Группы, так как возмещаемая стоимость её генерирующих единиц в настоящее время оценивается с использованием «ценности использования».

МСБУ 36 Обесценение активов: Если для оценки «справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу» используются дисконтированные денежные потоки, то согласно внесённой поправке требуется раскрытие дополнительной информации о ставке дисконтирования, а также соответствующей информации, раскрытие которой требуется при использовании дисконтированных денежных потоков для оценки «ценности от использования». Эта поправка не оказала немедленного влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы, поскольку возмещаемая стоимость каждого из её подразделений, генерирующих денежные

потоки, в настоящий момент определяется с использованием показателя «ценность от использования». Кроме того, была внесена поправка разъясняющая, что самым крупным подразделением, которое может использоваться для распределения гудвилла, приобретенного в результате объединения бизнеса, является индивидуальный операционный сегмент согласно МСФО 8, а не агрегированный для целей составления отчетности операционный сегмент. Эта поправка не оказала влияние на Группу, так как она имеет один отчетный сегмент.

МСБУ 38 «Нематериальные активы»: Затраты на рекламу и мероприятия по стимулированию спроса признаются в составе расходов в тот момент, когда Группа либо имеет право на доступ к товарам, либо получает услугу. Настоящая поправка не оказала влияния на деятельность Группы, поскольку она не вовлечено в подобные виды деятельности по стимулированию спроса.

Прочие поправки к нижеперечисленным стандартам, принятые в результате проекта «Усовершенствования МСФО», не оказали влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы.

б) Стандарты и интерпретации, которые ещё не вступили в силу, но были досрочно применены Группой

Группа, как организация, впервые применяющая стандарты, досрочно приняла (с 1 января 2008 года) МСБУ 23 – «Затраты по займам». Данный стандарт был пересмотрен с целью включения требования о капитализации затрат по займам в тех случаях, когда такие затраты относятся к квалифицируемому активу. Квалифицируемый актив, это актив, который в обязательном порядке потребует значительное количество времени для приведения его в готовность для целевого использования или реализации. В соответствии с переходными положениями Стандарта, Группа примет его на перспективной основе, МСБУ 23 вступает в силу для финансовых лет, начинающихся 1 января 2009 года или после этой даты. Соответственно, затраты по займам были капитализированы по квалифицируемым активам, начиная с 1 января 2008 года. Никакие изменения не будут внесены по затратам по займам, которые были понесены до этой даты, и которые были отнесены на расходы;

в) Новые стандарты и интерпретации, вступающие в силу в 2008 и 2009 годах, которые были приняты, но не оказали существенного влияния на Группу

Следующие стандарты и интерпретации и усовершенствования в МСФО, еще не вступили в силу на 31 декабря 2009 года:

- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность, поправка
- Интерпретация 17 Распределение неденежных активов между собственниками
- Интерпретация 14 МСБУ 19 – Предельный размер величины актива по плану с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимодействие
- Интерпретация 19 Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами
- МСФО 9 Финансовые инструменты
- МСБУ 24 Раскрытие информации о связанных сторонах, поправка
- МСФО 1 – Дополнительные исключения для организаций, впервые применяющих МСФО
- МСФО 2 - Выплаты, основанные на акциях»: «Сделки с выплатами, основанными на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами, предусматривающие участие нескольких компаний группы
- МСБУ 39 - Финансовые инструменты: признание и оценка» – Объекты, разрешенные к хеджированию
- Интерпретация 18 - Передача активов от клиентов
- МСБУ 32 - Классификация прав на приобретение дополнительных акций

- Поправки к МСФО (апрель 2009 года)

Руководство не ожидает, что данные стандарты и интерпретации окажут существенное влияние на финансовое положение или результаты хозяйственной деятельности Группы.

d) Стандарты и интерпретации, которые ещё не вступили в силу и не относятся к деятельности Группы

Интерпретация 17 *Распределение неденежных активов между собственниками*. Данная интерпретация применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2009 г. или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. В Интерпретации предоставляются указания по учету распределения неденежных активов между собственниками. Интерпретация разъясняет, когда необходимо признавать обязательство, как оценивать его и соответствующие активы, и когда необходимо прекратить признание актива и обязательства. Группа не считает, что Интерпретация IFRIC 17 окажет влияние на консолидированную финансовую отчетность, поскольку в прошлом Группа не распределяла неденежные активы между акционерами.

3. Обзор существенных аспектов учётной политики

Принципы консолидации

Дочерними предприятиями являются компании, по отношению к которым у Компании есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем 50 % акций, имеющих право голоса. Дочерние организации консолидируются, начиная с момента получения Группой контроля над ними. Консолидация прекращается с момента прекращения контроля над такими предприятиями.

Объединение бизнеса

Слияние, описанное в Примечании 2, существовавших Канадских предприятий с «Altius Holdings Inc» представляет собой реорганизацию предприятий, находящихся под общим контролем и, соответственно, была учтена по балансовой стоимости предшественника, способом, аналогичным методу объединения долей. Соответственно, финансовая отчетность представлена таким образом, как если бы сделка под общим контролем произошла на начало самого раннего из представленных периодов, т.е. 1 января 2008 года.

Метод покупки используется для учёта приобретения Группой дочерних организаций и совместных предприятий, в соответствии со стандартной методикой учёта для объединения предприятий.

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, списываются на расходы.

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

В случае поэтапного объединения бизнеса справедливая стоимость на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой компании переоценивается по справедливой стоимости на дату приобретения через прибыль или убыток.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Последующие изменения справедливой стоимости условного вознаграждения, которое может быть активом или обязательством, должны признаваться согласно МСФО (IAS) 39 либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение классифицируется в качестве капитала, оно не должно переоцениваться до момента его полного погашения в составе капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, которая является суммой превышения переданного вознаграждения над чистыми приобретенными Группой идентифицируемыми активами и принятыми обязательствами. Если данное вознаграждение меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней компании, разница признается в составе прибыли или убытка.

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

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в балансовую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

Иностранная валюта

Финансовая отчетность каждого предприятия Группы оценивается с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятие осуществляет свою деятельность (функциональная валюта). Консолидированная финансовая отчетность представлена в долларах США, которые являются валютой представления Компании и Группы.

Операции в иностранной валюте учитываются в функциональной валюте по курсу, действующему на дату операции. Все курсовые разницы, возникающие в результате расчетов по таким сделкам и в результате пересчета по обменным курсам на конец года денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, признаются в отчете о прибылях и убытках.

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

Нефтегазовое имущество

Учетные политики Алтиус в отношении нефтегазового имущества отличаются в зависимости от стадии разработки актива. Активы капитализируются как нематериальные или материальные активы в зависимости от характера затрат или стадии разработки имущества.

а) Затраты до приобретения лицензии

Любые затраты, понесенные до приобретения лицензионных (или аналогичных) на разведку относятся на расходы в момент возникновения.

б) Активы на этапе разведки и оценки

(i) Лицензионные и аналогичные права

Стоимость приобретения лицензий (или аналогичных прав) на разведку и разработку земельного участка вместе с любыми побочными затратами, относящимися к приобретению лицензии, капитализируются как нематериальный актив. Лицензии амортизируются на линейной основе за расчетный оставшийся срок лицензии с даты приобретения. В некоторых случаях, может быть

возможно продлить срок действия лицензии. Оставшийся срок действия лицензии, используемый для целей амортизации, не отражает продления срока действия лицензии до тех пор, пока заявление на продление лицензии было по существу утверждено.

(ii) Затраты на разведку и оценку

Все затраты, понесённые до технической и коммерческой оценки участка на месторождении, капитализируются по каждому участку. Сопутствующее оборудование и аналогичные затраты капитализируются как основные средства. Оставшиеся затраты капитализируются как нематериальные активы. Категория капитализированных затрат включает приобретение земельного участка, геологические и геофизические исследования (как внутренние, так и внешние источники исследований), разведочное бурение и прямые производственные накладные расходы, которые могут быть обоснованно отнесены на такую деятельность. Любые затраты, связанные с бурением непродуктивных скважин, пробуренных на этапе разведки и оценки, всегда относятся на расходы по завершении технической оценки программы разведки, даже если предпринятый на данном этапе обзор на предмет обесценения показывает, что не требуется формирование резерва на обесценение.

Нематериальные активы по разведке и оценке не подлежат амортизации до начала развития добычи. Основные средства, которые были использованы на этапе разведки и оценки, подлежат амортизации за срок их полезной службы. Амортизационные отчисления по таким активам капитализируются как часть стоимости разработки нематериальных активов по разведке и оценке.

Активы на этапе разведки ежегодно оцениваются на предмет обесценения.

с) Активы разработки и добычи

После того как участок был оценен как технически и коммерчески целесообразный для разработки, это считается началом этапа разработки. Затраты учитываются на основе отдельного компонента и распределяются на соответствующее подразделение, генерирующее денежные средства и отражаются как активы по разработке и добыче.

Активы этапа разработки и добычи амортизируются с использованием или линейного метода или производственного метода, в зависимости от характера затрат. Активы, чья стоимость с течением времени снизилась, амортизируются на линейной основе за период полезной активы, как показано ниже:

Общее производственное оборудование	3 - 15 лет
Установки по переработки нефти и газа	5 - 20 лет
Трубопровод и сопутствующее оборудование	5 - 20 лет

Активы и остаточные затраты, чья стоимость уменьшилась в соответствии с объёмом добычи, амортизируются с использованием производственного метода на основании оцененных доказанных и вероятных запасов. Расчёт включает оценку будущих затрат на разработку по добыче доказанных неразработанных запасов и вероятных запасов. Общие запасы нефти используются для расчёта истощения.

Обязательство по выбытию активов

Компания признаёт обязательство по справедливой стоимости юридических и коммерческих обязательств, связанных со стоимостью вывода из эксплуатации своего нефтегазового имущества, в том периоде, в котором такое обязательство понесено. Соответствующий актив капитализируется на эту же дату. Впоследствии актив амортизируется в соответствии с политиками, указанными выше.

В каждом отчётном периоде обязательство корректируется для того, чтобы отразить изменения в предполагаемых будущих денежных потоках и для истечения периода времени. Обязательство увеличивается до даты ожидаемой уплаты обязательств по выбытию активов. Соответствующий расход относится на выручку как финансовые затраты. Фактические затраты, понесённые по восстановлению участка и ликвидации скважин относятся в счёт обязательства в той степени, в которой оно существует в бухгалтерском балансе, а разница признаётся как доход или убыток в том

периоде, в котором состоялась оплата.

Первоначальная стоимость и отсроченная стоимость приобретения лицензии

Некоторые из этих обязательств не подлежат оплате в течение нескольких лет после первоначального приобретения лицензии. Такие затраты вместе с любыми подписными бонусами и /или налоговыми платежами капитализируются как часть стоимости приобретения лицензии и первоначально признаются по их справедливой стоимости. Соответствующее обязательство впоследствии учитывается по его амортизационной стоимости, дисконтированной с использованием соответствующей эффективной ставки дисконта для каждой страны.

Обесценение нефтегазового имущества

Ежегодно, Группа проводит обзор своего портфеля нефтегазовых активов с целью определения наличия ограниченных или характерных для всего рынка событий или выявленной информации, которые могут указать на то, что такие активы обесценились.

Нефтегазовые активы на этапе разведки

После того как было получено юридическое право на разведку, геологические и геофизические затраты и затраты, непосредственно связанные с разведочной скважиной, капитализируются как материальные и нематериальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не завершено бурение скважины и результаты были оценены.

Если запасы не найдены, актив по разведке тестируется на обесценение, если обнаружены извлекаемые углеводороды и после дальнейшей оценки, которая может включать в себя бурение дополнительных скважин, могут подлежать промышленной разработке; затраты продолжают учитываться в качестве нематериального актива, при продолжении оценки промышленного значения запасов углеводородов.

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, а также проверке на предмет обесценения, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда доказанные запасы нефти установлены, и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания соответствующего убытка по обесценению.

Нефтегазовые активы на этапе разработки и добычи

Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае активов на этапе разведки и разработки, это обычно осуществляется на уровне отдельной лицензии. Для активов по разведке, это обычно осуществляется на уровне отдельного месторождения.

Если такие признаки обесценения существуют, Группа производит оценку возмещаемой суммы. Возмещаемая стоимость является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на ее реализацию и стоимости ее использования. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Для активов на этапе разведки и оценки такая оценка подразумевает высокую степень суждений руководства и использование оценок и допущений.

Иногда, условия, которые привели к возникновению убытка от обесценения, могут измениться. В данном случае убыток от обесценения может быть сторнирован, таким образом, что балансовая стоимость актива /генерирующей единицы увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы. Однако не разрешается, чтобы балансовая стоимость превышала сумму, которая была бы определена, если бы по активу (генерирующей единице) в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения. Сторнирование убытка от обесценения незамедлительно признаётся как доход.

Прочие основные средства

Прочие основные средства включают активы, не относящиеся к нефтегазовому имуществу, такие как офисные здания, транспортные средства, компьютерное и офисное оборудование. Земельные участки в собственности не подлежат амортизации.

Амортизация по этим активам рассчитывается на линейной основе за период полезной службы активов, принимая во внимание ликвидационную стоимость. Ставки амортизации представлены ниже:

Здания	5 - 50 лет
Транспортные средства	3 - 7 лет
Офисное оборудование	3 - 5 лет
Компьютерное оборудование	3 - 5 лет
Принадлежности	3 - 10 лет

Финансовые инструменты

Финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости при их первоначальном признании. В последующие периоды оценка зависит от того, был ли финансовый инструмент классифицирован как «предназначенный для продажи», «имеющиеся в наличии для продажи», «удерживаемые до погашения», «займы и дебиторская задолженность» или «прочие финансовые обязательства», как они определены бухгалтерским стандартом.

Финансовые активы и финансовые обязательства «предназначенные для торговли» оцениваются по справедливой стоимости, а изменения в этой справедливой стоимости признаются в составе чистого дохода. Финансовые активы, «имеющиеся в наличии для продажи» оцениваются по справедливой стоимости, а изменения в справедливой стоимости признаются в прочем совокупном доходе. Финансовые активы «удерживаемые до погашения», «займы и дебиторская задолженность» и «прочие финансовые обязательства» оцениваются по амортизированной стоимости, рассчитанной с использованием эффективной ставки процента.

Денежные средства и их эквиваленты определены как «предназначенные для продажи» и оцениваются по справедливой стоимости. Дебиторская задолженность и начисленные доходы определены как «займы и дебиторская задолженность». Кредиторская задолженность и начисленные обязательства определены как «прочие финансовые обязательства». Инвестиции Группы, котирующиеся на фондовой бирже, определены как «имеющиеся в наличии для продажи».

Товарно-материальные запасы

Запасы сырой нефти состоят из добытой нефти и газа и нефти и газа в резервуарах для хранения или в пути и учитываются по наименьшему значению себестоимости добычи, определённой на основе средневзвешенного значения, и чистой стоимости реализации. Чистая стоимость реализации является расчётной ценой продажи в ходе обычной деятельности, за минусом применимых затрат на продажу.

Материалы и запасы учитываются по наименьшей стоимости, определённой на основе средневзвешенного значения, и чистой стоимости реализации.

Торговая дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность первоначально признаётся по справедливой стоимости, а впоследствии оценивается по амортизированной стоимости, с использованием метода эффективной процентной ставки, минус резерв на обесценение. Резерв на обесценение признаётся тогда, когда существует объективное свидетельство того, что Группа не сможет взыскать все причитающиеся ей суммы в соответствии с первоначальными условиями дебиторской задолженности.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают средства на счетах и высоколиквидные инвестиции, со сроком погашения не более трёх месяцев с даты приобретения.

Торговая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально признаётся по справедливой стоимости, а впоследствии оценивается по амортизированной стоимости, с использованием метода эффективной процентной ставки.

Займы

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной стоимости, с использованием эффективной процентной ставки. Любая разница между полученными средствами и суммой к погашению формирует часть затрат по займам.

Финансовые доходы и финансовые затраты

Банковский и ссудный проценты признаются в отчёте о прибылях и убытках за период, в котором они понесены по эффективной процентной ставке. Затраты на выпуск займов распределяются в счёт соответствующего обязательства по займу в момент выдачи. Стоимость амортизируется по отчёту о прибылях и убытках по эффективной процентной ставке.

Амортизация дисконта текущей стоимости, возникающая по обязательствам по выбытию активов или отсроченным затратам на приобретение лицензий, относится на расходы как финансовые затраты в момент возникновения.

Процентный доход по денежным средствам и краткосрочным депозитам признаётся по мере начисления процентов по применимой эффективной процентной ставке.

Прочие долгосрочные обязательства

некоторые долгосрочные обязательства учитываются на основе дисконтированных денежных потоков. Процентные расходы также включают стоимость амортизации дисконта текущей стоимости, применимой к обязательствам по первоначальной стоимости и отсроченным затратам на приобретение лицензии.

Группа не капитализирует процентные и аналогичные расходы в стоимость приобретения, строительства или добычи своих нефтегазовых активов.

Подходный налог

Текущий подходный налог к уплате основан на налогооблагаемой прибыли за год, скорректированной на статьи дохода или расхода, которые подлежат налогообложению или отнесению на вычеты в других периодах, и статьи дохода и расхода, которые никогда не подлежат налогообложению или отнесению на вычеты. Обязательство Группы по текущему налогу рассчитывается по налоговым ставкам, которые были приняты или фактически узаконены на отчётную дату.

Компания использует метод обязательств для расчёта будущего подходного налога. В соответствии с этим методом, активы и обязательства по подходному налогу признаются на основе расчётного налогового эффекта временных разниц в балансовой стоимости активов и обязательств в финансовой отчётности и их соответствующей налоговой базе с использованием налоговых ставок принятых на отчётную дату. Влияние изменения в ставках подходного налога на будущие активы и обязательства по подходному налогу признаётся в доходах или убытках в том периоде, когда произошло изменение. Резерв на переоценку формируется против будущих активов по подходному налогу в той степени, в которой не ожидается реализация актива.

Признание выручки

Продажа сырой нефти и газа признаётся в том периоде, в котором риски и вознаграждения, связанные с правом собственности были переданы покупателю. Выручка оценивается без учёта НДС, экспортной пошлины, роялти и аналогичных расходов.

Выручка от добычи нефти и газа, в которой есть доля других добывающих компаний, признаётся на основании прямого долевого участия Группы и условий соответствующего договора о разделе продукции. Разницы между проданным объёмом добычи и долей Группы в добыче являются

несущественными.

Экспортный налог и налог на эксплуатацию недр

Затраты признаются в отчёте о прибылях и убытках на основе объёмов добычи или продажи, с применением соответствующей ставки, тогда когда продукт добыт или продан.

Схема обеспечения льгот работникам

Затраты на пенсионное обеспечение для пенсионной программы с заранее определёнными пенсионными взносами, учитываются как льготы, полученные работниками, охваченными программой.

4. Операционные риски

Риски нефтегазовой отрасли

Риски в нефтегазовой отрасли включают колебание цен на сырьевые товары, операционные риски и экологические факторы. За последние годы, цены на нефть и природный газ значительно колебались и определялись как мировыми, так местными факторами спроса и предложения. Алтиус управляет своей деятельностью с тем, чтобы поддерживать эти риски на приемлемом уровне, сюда входит использование инструментов хеджирования и форвардных продаж, контрактов с фиксированной ценой для хеджирования своей подверженности этим рискам.

Операционные риски в нефтегазовой отрасли включают риски, связанные с разведкой и оценкой запасов, стоимостью и наличием услуг и материалов, преждевременное истощение пласта, выброс нефти, разрушение ствола скважины, отказ оборудования и другие происшествия и неблагоприятные погодные условия. Алтиус пытается снизить эти риски посредством привлечения опытного нефтепромыслового персонала, консультантов и подрядчиков.

Нефтегазовая отрасль является объектом применения природоохранного законодательства и иных нормативно-правовых актов, установленных органами государственной власти. У Алтиус имеются действующие политики и процедуры, которые обеспечивают соответствие его деятельности стандартам и постановлениям правительства для каждой юрисдикции, в которой он осуществляет свою деятельность.

Невыполнение контрактных обязательств, указанных в казахстанских лицензиях Компании на разведку и разработку, может привести к штрафным санкциям, налагаемым Правительством. Это может включать приостановление или аннулирование лицензий, по которым не были выполнены контрактные обязательства.

Политические и экономические условия в Казахстане

Хотя в экономике Казахстана в последние годы наблюдались улучшения, она продолжает демонстрировать отдельные характеристики развивающегося рынка. Эти характеристики, помимо прочего, включают наличие валюты, которая не является свободно конвертируемой за пределами страны, низкий уровень ликвидности долговых и долевыми ценными бумагами на рынках и относительно высокий уровень инфляции.

Кроме того, нефтегазовый сектор в Казахстане подвержен влиянию изменений в политической, правовой, налоговой и законодательной сферах. Будущая стабильность казахстанской экономики в значительной степени зависит от этих реформ и изменений, а также от эффективности экономических, финансовых и денежно-кредитных мер, предпринимаемых государством, которые находятся вне пределов компетенции Компании.

На финансовое положение и будущие операции Компании могут оказать отрицательное влияние продолжающиеся неопределённости в экономической ситуации Казахстана. Руководство не может предсказать степень и продолжительность этих неопределённостей, а также количественно определить влияние (при наличии) на финансовую отчётность.

Налогообложение

Налоговое законодательство и налоговая практика в Казахстане находятся на этапе развития и, таким образом, являются объектом различных толкований и частых изменений, которые могут иметь обратную силу. Кроме того, интерпретация налогового законодательства налоговыми органами, в отношении сделок и деятельности Компании, может не совпадать с интерпретациями руководства. В результате, сделки могут быть оспорены налоговыми органами и на Компанию могут быть начислены дополнительные налоги, пени и проценты. Налоговые периоды остаются открытыми для налоговой проверки на период от трёх до пяти лет, а в некоторых ситуациях этот период может быть более долгим. Группа формирует резервы, на основании обоснованных оценок, в отношении возможных результатов проверок со стороны налоговых органов тех стран, где она осуществляет свою деятельность. Размер таких резервов основан на различных факторах, таких как опыт предыдущих налоговых проверок и различие в интерпретации налоговых положений между предприятием и налоговым органом. Такие различия в толкованиях могут возникнуть по широкому кругу вопросов, в зависимости от условий в стране пребывания компаний Группы.

5. Существенные бухгалтерские суждения и оценки

Суждения

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства на каждую отчетную дату вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

В процессе применения учетной политики Группы руководство использовало следующие суждения, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, признанные в консолидированной финансовой отчетности:

Запасы

Существенные суммы затрат по разработке и добыче в отношении нефтегазового имущества амортизируются по производственному методу по ставке, рассчитанной с учётом фактического уровня добычи в сравнении с доказанными и вероятными запасами, которые являются объектом независимой внешней оценки в соответствии с инструкциями Общества инженеров нефтяников и включают оценки будущих затрат на разработку и добычу этих запасов.

Запасы промышленных категорий определяются с использованием оценок геологических запасов нефти, коэффициента нефтеотдачи, будущих цен на нефть, эксплуатационных затрат и соответствующего режима налогообложения нефтегазовой отрасли или в соответствии с договором о разделе нефти с правительствами. Будущие затраты на разработку месторождения представляют собой расчётные допущения количества необходимых скважин, стоимости таких скважин и их инфраструктуры.

Уровень и ожидаемая текущая стоимость таких запасов также является ключевым фактором в оценке обесценения балансовой стоимости активов Группы по разработке и добыче.

Отсроченное налогообложение

Активы по отсроченному налогу признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность возникновения налогооблагаемой прибыли, в счёт которой эти убытки могут быть использованы. Существенные суждения руководства требуются для определения суммы активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны, на основании вероятных сроков и уровня будущей налогооблагаемой прибыли совместно со стратегиями налогового планирования в будущем.

Оценки

Основные допущения в отношении будущих и прочих ключевых источников оценки неопределенности на отчетную дату, которые несут значительный риск порождения существенных корректировок в балансовой стоимости активов и обязательства в следующем финансовом году, рассматриваются далее.

Балансовая стоимость нефтегазовых активов

Значительная часть капитализированной стоимости нефтегазовых активов обесценивается с использованием метода производственной единицы («МПЕ») по доказанным (разработанным и неразработанным) и возможным нефтегазовым резервам.

На расчет норм истощения по МПЕ может быть оказано влияние в той степени, в которой фактическая добыча в будущем отличается от текущей прогнозируемой добычи на основании нефтегазовых резервов, что может привести к существенным изменениям нормы амортизации по данным затратам. Как правило, оно возникает в результате существенных изменений в каком-либо из технических факторов, сопровождающих оценку резервов или в используемых финансовых допущениях.

Затраты на нефтегазовую разведку

Затраты на разведку капитализируются в соответствии с учетной политикой, приведенной выше, согласно МСФО 6. Первоначальная капитализация затрат основана на суждениях руководства, что технологическое и экономическое обоснование проекта будет подтверждено технической оценкой результатов разведывательных буровых программ и путем создания плана разработки месторождения, как для внутреннего потребления, так и для внешних регулятивных органов, с целью демонстрации экономической целесообразности.

При определении сумм, подлежащих капитализации, руководство осуществляет допущения в отношении ожидаемого генерирования будущих денежных потоков по проекту, применяемых ставок дисконтирования и ожидаемых льготных периодов.

Обесценение нефтегазовых активов

Возмещаемая стоимость нефтегазовых активов на стадии разработки и добычи оценивается с учетом единицы, генерирующей денежные средства, на основании наибольшего из стоимости от использования и справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию. Данные расчеты требуют использования допущений и оценок в отношении будущего. Существенные изменения в будущих ценах на нефтегазовые сырьевые товары и изменения в определенном применяемом государственном режиме налогообложения по нефтегазовой отрасли, могут в частности оказать значительное влияние на финансовые прогнозы, используемые для расчета ценности от использования.

Технические допущения наряду с финансовыми оценками также могут оказывать влияние на количество и стоимость нефтегазовых резервов, которые, в свою очередь, влияют на оценку справедливой стоимости отдельных активов по месторождению.

Резерв по затратам на ликвидацию скважин

Группа признала резерв по обязательствам на ликвидацию скважин, связанных с ее имеющимися нефтяными месторождениями. При определении справедливой стоимости резерва производятся допущения и оценки в отношении ставок дисконтирования, расчетных затрат на демонтаж и удаление инфраструктуры нефтяного месторождения и закупоривание нефтяной скважины на участке, возможная стоимость металлолома и прочего оборудования на месторождении и ожидаемое время возникновения данных расходов. Балансовая стоимость резерва на 31 декабря 2009 года составила 5.3 миллионов долларов США (в 2008 году: 4.9 миллионов долларов США).

6. Управление финансовыми рисками

Являясь международной компанией, занимающейся разведкой, разработкой и добычей нефти и газа, «Altius» подвергается рискам и неопределенности, присущим нефтегазовой отрасли и рискам, присущим компании такого размера и стадии развития. Вследствие международного характера операций компании, она подвержена дополнительным рискам, включая колебания

валютных курсов, политический риск, контроль цен и различные формы налоговых режимов.

Факторы финансового риска, с которыми столкнулась группа, представлены далее.

Рыночный риск

Группа подвержена четырем типам рыночного риска. Это:

(i) Цены на сырьевые товары

Компания подвержена риску изменения цен на сырьевые товары, так как она занимается реализацией сырой нефти.

(ii) Риск изменения валютных курсов

Ввиду осуществления нашей деятельности в Казахстане Компания подвержена колебаниям валютных курсов, так как внутренние продажи нефти в Казахстане и большая часть местных расходов выражена в местной валюте.

(iii) Риск изменения процентных ставок

Компания подвержена риску изменения денежных потоков по процентным ставкам, которые относятся к переменным процентным ставкам по долгосрочной задолженности и прочим процентным долгосрочным обязательствам.

Кредитный риск

Значительная часть дебиторской задолженности относится реализации нефти на экспорт из Казахстана одному крупному клиенту. Кредитный риск Компании снижен по внутренним продажам путем получения полных или большей части платежей предоплатой по каждой продаже.

Риск ликвидности

Исторически «Altius» рассчитывал на доступ к задолженности и поддержку материнской компании для пополнения денежных потоков, генерируемых внутренними ресурсами, для финансирования своих обязательств инвестиционного характера и планов роста. Но нет уверенности в том, что «Altius» сможет получить средства, необходимые для обеспечения своих потребностей в капитале на своевременной основе или, если это удастся, что условия будут выгодными для «Altius».

Риски капитала

Группа управляет рисками капитала для обеспечения способности группы продолжать функционировать как действующее предприятие и поддерживать оптимальную структуру капитала для снижения стоимости капитала и обеспечить прибыль для акционеров и прочих заинтересованных сторон.

7. Доходы

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Валовый доход	155,584	171,542
Налог на экспорт	(21,221)	-
Экспортные пошлины	-	(12,054)
Выручка	134,363	159,488

8. Себестоимость реализации

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года	года
	\$ 000	\$ 000
Затраты на персонал	4,573	6,493
Прочие производственные расходы	16,299	9,268
Изменения в товарно-материальных запасах	(775)	2,576
Налог на добычу полезных ископаемых	11,248	6,445
Истощение, износ и амортизация	9,230	17,472
	40,575	42,254

9. Расходы на реализацию

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года	года
	\$ 000	\$ 000
Расходы на транспортировку	22,760	17,933
Затраты на персонал	385	354
Прочие торговые затраты и аналогичные затраты	-	-
	23,145	18,287

10. Общие и административные расходы

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Юридические услуги	4	-
Гонорары консультантов и прочее вознаграждение за профессиональную деятельность	507	442
Затраты на имущество	146	271
Затраты на телекоммуникации и ИТ	67	62
Затраты на персонал	4,220	5,129
Износ	486	431
Убыток/(прибыль) от выбытия основных средств	178	784
Прочие общие и административные затраты	11,287	12,520
	16,895	19,639

11. Затраты на персонал

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Заработная плата рабочих и служащих	8,747	11,089
Затраты на социальное обеспечение	890	2,453
Затраты на пенсионное обеспечение – пенсионный план с установленными взносами	-	-
	9,637	13,542

Среднее количество персонала (в том числе исполнительных директоров), нанятого в течение года, в разрезе деятельности представлено следующим образом:

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года Кол-во	года Кол-во
Производственный персонал	246	347
Руководство производства	41	47
Геологический и геофизический персонал	22	16
Административный персонал	115	134
	424	544

12. Чистые затраты на финансирование

Чистые затраты на финансирование могут быть проанализированы следующим образом:

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Расходы по процентам – долгосрочная задолженность	1,237	1,645
Расходы по процентам – краткосрочная задолженность	-	812
Расходы по процентам – связанные компании группы «Аравак Энерджи»	2,051	39
Расходы по процентам – связанные компании группы «Витол Холдинг»	32	382
Отсроченные затраты по лицензии – амортизация дисконта	340	257
Резервы - амортизация дисконта	399	436
Положительная/(отрицательная) курсовая разница по финансовой деятельности	4	(94)
Минус: Капитализированные проценты	(150)	(516)
Затраты на финансирование	3,913	2,961
Доходы по процентам по краткосрочным банковским вкладам	7	83
Доходы по процентам – связанные компании группы «Аравак Энерджи»	1,535	3,494
Прочий доход по процентам	-	31
Доходы от финансирования	1,542	3,608
Чистые (затраты на) / доходы от финансирования	(2,371)	647

13. Подоходный налог

Затраты на подоходный налог за год представлены следующим образом:

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Текущий		
Текущий подоходный налог за год	10,374	44,414
Корректировки в отношении предыдущих лет	167	-
Итого подоходный налог	10,541	44,414
Отсроченное налогообложение		
Возникновение и сторнирование временных разниц	8,164	1,092
Корректировки в отношении налоговых ставок	(8)	(2,776)
Итого отсроченный налог	8,156	(1,684)
Расходы по подоходному налогу	18,697	42,730

Расходы по подоходному налогу на доход группы до налогообложения отличаются от суммы,

рассчитанной путем применения соответствующей средневзвешенной официальной ставки, применимой к доходам консолидированных предприятий, и представлены следующим образом:

За годы, закончившиеся:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$ 000	года \$ 000
Прибыль до учета подоходного налога	51,378	79,955
Объединенная официальная ставка	24.86 %	33.83 %
Ожидаемые налоги по средневзвешенной официальной ставке	12,772	27,048
Налоговое влияние:		
Расходов, не относимых на вычеты	(1,195)	1,451
Курсовой разницы	4,743	-
Налога на сверхприбыль	1,012	16,676
Затрат на финансирование, не относимых на вычеты	(355)	172
Корректировок по предыдущему году	138	-
Использование налоговых убытков, не признанных ранее	-	182
Будущих изменений в налоговых ставках	1,606	(2,789)
Прочее	(24)	(10)
Начисление налога	18,697	42,730
Эффективная ставка	36.4 %	53.4 %

Ставки налога на сверхприбыль, а так же интерпретация налогового законодательства может быть субъективным. Все месторождения Компании в Казахстане облагаются налогом на сверхприбыль. С 1 января 2010 года ставки налога на сверхприбыль составляют от 0% до 60%, и рассчитываются на основании соотношения чистого дохода к вычетам свыше 20%.

До 2009 года «Altius» облагался налогом на сверхприбыль по контрактам на углеводороды на месторождениях Акжар, Бесболек и Каратайкыз в Казахстане по пошагово увеличивающимся ставкам на основании внутренней совокупной нормы рентабельности по каждому контракту свыше 20%. Ставки налога на сверхприбыль для данных месторождений варьировались от 0% до 30%. В течение 2009 года Компания начислила 1,0 миллион долларов США (в 2008 году: 12,7 миллионов долларов США) по месторождению Акжар и 0 миллионов долларов США (в 2008 году: 4,0 миллионов долларов США) по месторождениям Бесболек, Каратайкыз и Алимбай.

14. Основные средства

	Нефтегазовые активы	Незавершенное капитальное строительство	Земля и здания	Транспортные средства	Офисное оборудование	Итого материальных активов
2009	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000
Первоначальная стоимость на начало	81,723	19,237	4,389	1,395	4,010	110,754
Поступления	23,176	(1,396)	698	-	1,024	23,502
Выбытия	(80)	-	(45)	(1,338)	-	(1,463)
Стоимость на конец	104,819	17,841	5,042	57	5,034	132,793
Износ на начало	(47,832)	-	-	(1,296)	(1,068)	(50,196)
Начисление износа	(7,164)	-	-	(11)	(486)	(7,661)
Выбытия	32	-	-	1,250	-	1,282
Износ на конец	(54,964)	-	-	(57)	(1,554)	(56,575)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	49,855	17,841	5,042	-	3,480	76,218
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	33,891	19,237	4,389	99	2,942	60,558
	Нефтегазовые активы	Незавершенное капитальное строительство	Земля и здания	Транспортные средства	Офисное оборудование	Итого материальных активов
2008	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000	\$ 000
Первоначальная стоимость на начало	60,106	14,878	3,089	2,564	2,442	83,079
Поступления	21,617	4,359	1,300	-	1,568	28,844
Выбытия	-	-	-	(1,169)	-	(1,169)
Стоимость на конец	81,723	19,237	4,389	1,395	4,010	110,754
Износ на начало	(31,912)	-	-	(1,095)	(637)	(33,644)
Начисление износа	(16,071)	-	-	(201)	(431)	(16,703)
Выбытия	151	-	-	-	-	151
Износ на конец	(47,832)	-	-	(1,296)	(1,068)	(50,196)
Остаточная стоимость	33,891	19,237	4,389	99	2,942	60,558
Остаточная стоимость	28,194	14,878	3,089	1,469	1,805	49,435

За год, закончившийся 31 декабря 2008 года, Компания капитализировала собственные трудовые и прямые производственные накладные расходы в сумме 5,8 миллионов (в 2008 году: 6,9 миллионов долларов США), включая расходы по процентам внешних займов.

**Капитализированные
издержки****внутрифирменные**

За годы, закончившиеся:	31 декабря	31 декабря
	2009 года	2008 года
	\$ 000	\$ 000
Производственные расходы по зарплате	459	1,566
Сырье и расходные материалы	5,176	4,859
Капитализированные проценты по внешнему займу	143	516
Прочее	-	5
	5,778	6,946

Обесценение нефтегазового имущества

Изменения в мировых рыночных ценах на сырую нефть существенно влияют на ежегодный обзор по обесценению Группы. В целях обесценения мы использовали объединение нескольких источников, включая кривую форвардной цены на нефть сорта «Brent» по состоянию на 7 января 2010 года, прогноз цены «Ryder Scott», составленный ими в течение проведения аудита казахстанских нефтяных запасов Группы и общедоступными оценками по рыночным ценам для оценки возможной будущей цены реализации. Для этого мы применили дисконт с учетом страны и сферы деятельности для отражения наиболее низкой фактической цены, полученной по экспорту и внутренним рынкам, на которых мы работаем. Прочие внесенные корректировки отражают разницу в отношении качества и транспортировки. Используемые допущения по ценам представлены следующим образом:

Год	Допущение	Допущение
	за 2009 год	за 2008 год
	по сорту	по сорту
	«Brent»	«Brent»
	\$ 000	\$ 000
2009 (средняя цена нефти сорта «Brent» за год)	62	45
2010	78	50
2011	82	55
2012	84	60
2013	86	65
2014	88	65
2015	90	65

В течение обзоров за 2008 и 2009 годы никакое нефтегазовое имущество группы не считалось обесцененным. Денежные потоки дисконтируются по средневзвешенной стоимости капитала Группы («WACC»). Для 2008 и 2009 годов данный показатель был определен в размере 15%.

15. Нематериальные активы

2009	Лицензии и аналогичные права	Нефтегазовое имущество (Активы стадии разведки)	Геологические и геофизические расходы	Итого нематериальных активов
	\$000	\$000	\$000	\$000
Первоначальная стоимость				
на начало	2,610	-	48,458	51,068
Поступления	-	-	1,109	1,109
Выбытия	-	-	-	-
Стоимость на конец	2,610	-	49,567	52,177
Износ на начало	(2,610)	-	(2,175)	(4,785)
Начисление износа	-	-	(2,055)	(2,055)
Выбытия	-	-	-	-
Износ на конец	(2,610)	-	(4,230)	(6,840)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	-	-	45,337	45,337
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	-	-	46,283	46,283

2008	Лицензии и аналогичные права	Нефтегазовое имущество (Активы стадии разведки)	Геологические и геофизические расходы	Итого нематериальных активов
	\$000	\$000	\$000	\$000
Первоначальная стоимость				
на начало	2,610	-	32,820	35,430
Поступления	-	-	15,638	15,638
Выбытия	-	-	-	-
Стоимость на конец	2,610	-	48,458	51,068
Износ на начало	(2,610)	-	(821)	(3,431)
Начисление износа	-	-	(1,354)	(1,354)
Выбытия	-	-	-	-
Износ на конец	(2,610)	-	(2,175)	(4,785)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	-	-	46,283	46,283
Остаточная стоимость на 31 декабря 2007 года	-	-	31,999	31,999

16. Прочие долгосрочные активы

По состоянию на:	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000
Дебиторская задолженность от компаний группы «Agawak Energy»	69,870	65,656
Итого	69,870	65,656

17. Товарно-материальные запасы

По состоянию на:	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000
Запасы	3,282	2,945
Сырая нефть	2,027	3,139
Итого товарно-материальных запасов	5,309	6,084

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 годов начисление обесценения не требовалось.

18. Торговая и прочая дебиторская задолженность

Справедливая стоимость торговой и прочей дебиторской задолженности группы представлена следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000
Торговая дебиторская задолженность	83	72
Минус: резервы на обесценение	-	-
Торговая дебиторская задолженность (нетто)	83	72
Расходы будущих периодов	8,150	3,991
Дебиторская задолженность от компаний группы «Arawak Energy»	5,386	5,674
Дебиторская задолженность от компаний группы « Vitol Holding »	27,135	1
НДС к возмещению	7,215	4,567
Итого	47,969	14,305

Торговая дебиторская задолженность считается полностью возмещаемой и классифицируется как текущая (менее 60 дней с даты выставления счета-фактуры). Никакие суммы не считаются просроченными, но не обесцененными.

Балансовая стоимость торговой дебиторской задолженности группы выражена в следующих валютах:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000
Доллары США	27,135	1
Казахстанские тенге	83	72
	27,218	73

Дебиторская задолженность от группы «Arawak Energy» (которая представляет собой банковский процент или перевыставленные услуги) выражена в долларах США.

19. Финансовые инструменты

Компания имеет различные формы финансовых инструментов. Данные финансовые инструменты подвергают Компанию следующим рискам:

- Кредитный риск
- Рыночный риск
- Риск ликвидности

Руководство несет основную ответственность за мониторинг и управление рисками по финансовым инструментам под управлением Совета Директоров, который несет общую ответственность за установление основных положений управления рисками Компании.

Финансовые инструменты Компании, признанные в консолидированном отчете о финансовом положении специального назначения по состоянию на 31 декабря включают:

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года По состоянию на:	Денежные средства	Займы и дебиторская задолженность	Прочие финансовые обязательства по амортизированной стоимости	Итого
	\$000	\$000	\$000	\$000
Активы				
Торговая и прочая дебиторская задолженность (за исключением предоплаты и перевыставленных счетов)	-	27,218	-	27,218
Денежные средства и их эквиваленты	6,612	-	-	6,612
Итого	6,612	27,218	-	33,830
Обязательства				
Займы	-	-	72,344	72,344
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	-	14,805	14,805
Итого	-	-	87,149	87,149
За год, закончившийся 31 декабря 2009 года По состоянию на:	Денежные средства	Займы и дебиторская задолженность	Прочие финансовые обязательства по амортизированной стоимости	Итого
	\$000	\$000	\$000	\$000
Активы				
Торговая и прочая дебиторская задолженность (за исключением предоплаты и перевыставленных счетов)	-	73	-	73
Денежные средства и их эквиваленты	21,228	-	-	21,228
Итого	21,228	73	-	21,301
Обязательства				
Привлеченные средства	-	-	64,048	64,048
Торговая и прочая кредиторская задолженность	-	-	27,143	27,143
Итого	-	-	91,191	91,191

Кредитный риск

Значительная часть дебиторской задолженности Компании сконцентрирована в рамках ограниченного числа покупателей товаров в нефтегазовой промышленности и подвержена нормальному отраслевому кредитному риску.

Руководство считает такие концентрации кредитного риска минимальными, так как покупатели товаров являются крупными участниками в отрасли.

Максимальная подверженность Компании кредитному риску по финансовым активам на отчетную дату представлена следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Торговая дебиторская задолженность (включая торговую дебиторскую задолженность группы «Vitol»)	27,218	73
Денежные средства и их эквиваленты	6,612	21,229

Существенные финансовые активы, которые были просрочены или обесценены, отсутствуют.

Кредитное качество не просроченных и не обесцененных финансовых активов может быть оценено путем обращения к внешним кредитным рейтингам (при их наличии) или исторической информации по штрафным ставкам контрагентов.

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Торговая дебиторская задолженность	27,218	73
Контрагенты с внешними кредитными рейтингами (используемые агентствами) Группа «Vitol» (BBB; S&P, Fitch)	27,135	1
Контрагенты без внешних кредитных рейтингов Группа 1	83	72
Итого торговая дебиторская задолженность	27,218	73

В Группе 1 представлены заказчики по добыче отечественной нефти в Казахстане и России, торговля с которыми осуществляется на основании платы наличными средствами вперед, хотя некоторым предоставлены кредитные условия от 1 месяца и менее.

Денежные средства в банках находятся в финансовых учреждениях со следующими кредитными рейтингами:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Денежные средства и их эквиваленты		
AA	697	159
A	2,284	19,442
B-/C	3,631	1,627
Итого денежные средства и их эквиваленты (за исключением кассовой наличности)	6,612	21,228

Рыночный риск

Рыночные риски представлены следующим образом и в основном не могут контролироваться Компанией, если не подлежат хеджированию:

- Цены на сырьевые товары
- Процентные ставки
- Иностранная валюта

Цены на сырьевые товары

Компания подвержена риску снижения цен на продукты сырой нефти с соответствующим снижением денежных потоков. Сниженные денежные потоки могут привести к более низкому уровню капитала, доступного для работ на месторождении, ставя, таким образом, под сомнение способность Компании увеличивать добычу, в то же время, усиливая постоянное снижение от существующего имущества. В определенных условиях, как правило, когда прогнозируется увеличение уровней задолженности ввиду превышения капитальных затрат над денежными потоками, или когда Компания профинансировала, в целом или частично, приобретение с применением банковской задолженности, Компания может заключить производные контракты хеджирования по нефти и природному газу с тем чтобы обеспечить стабильность будущим денежным потокам. Данные контракты снижают колебания в выручке от добычи путем установления минимального уровня цен на будущие поставки нефти. По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 годов такие производные финансовые инструменты по хеджированию отсутствовали.

В следующей таблице представлена чувствительность показателей деятельности Компании к колебаниям цен на сырьевые товары. При оценке возможного влияния изменений цен на сырьевые товары Компания полагает, что обоснованным является колебание в размере 10%. Расчет чувствительности допускает влияние цен на сырьевые товары на сумму налогов по доходам от продажи нефти, при всех прочих неизменных переменных. На этом основании влияние чистой прибыли представлено следующим образом:

За год, закончившийся:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Средняя цена на сырую нефть (Долларов США за баррель)		
10 % увеличение	7,606	5,575
10 % уменьшение	(7,606)	(5,575)

Процентные ставки

Процент, применяемый к банковским операциям Компании, варьируется, и чаще всего основывается на переменных ставках, которыми являются ЛИБОР Доллары США плюс маржа. Таким образом, Компания подвержена увеличенным затратам по займам в течение периодов увеличения процентных ставок с соответствующим снижением как в денежных потоках, так и анализе экономических показателей проекта. По состоянию на 31 декабря 2009 или 2008 года у Компании отсутствовали процентные свопы или аналогичные контракты для снижения процентного риска.

Изменение в процентной ставке Либор Доллары США в размере 1% окажет следующее влияние на чистую выручку Компании:

За год, закончившийся:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Средние ставки Либор Доллары США	0.97 %	0.56 %
1 % увеличение	550	440

1 % уменьшение

(500)

(400)

Иностранная валюта

Риск изменения курсов иностранных валют относится к рискам Компании в отношении валют, помимо функциональной валюты в зоне проведения работ. Доходы Компании от продукции выражены в долларах США и казахстанских тенге, тогда как Компания несет затраты в основном в тенге. В результате данных сделок Компании имеет различные финансовые активы и обязательства в иностранных валютах. По состоянию на 31 декабря 2009 и 31 декабря 2008 годов у Компании отсутствовали заключенные контракты для снижения риска изменения курсов иностранных валют. В следующей таблице представлены активы и обязательства группы, выраженные в иностранной валюте. На 31 декабря 2009 и 31 декабря 2008 годов у Компании отсутствовали производные финансовые инструменты для хеджирования риска изменения курсов иностранных валют.

На 31 декабря 2009 года	Денежные средства и их эквиваленты \$000	Дебиторская задолженность \$000	Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие чистые обязательства \$000	Долгосрочная задолженность, включая текущую часть \$000
Казахстанские тенге	3,631	83	9,678	-
Евро	181	-	-	-
Канадские доллары	697	-	55	-
Доллары США	2,103	27,135	5,072	72,344
	6,612	27,218	14,805	72,344
На 31 декабря 2008 года	Денежные средства и их эквиваленты \$000	Дебиторская задолженность \$000	Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие чистые обязательства \$000	Долгосрочная задолженность, включая текущую часть \$000
Казахстанские тенге	1,628	72	22,632	-
Евро	6,198	-	-	-
Канадские доллары	159	-	17	-
Доллары США	13,243	1	4,494	64,048
	21,228	73	27,143	64,048

В следующей таблице представлено влияние увеличения или уменьшения в размере 10% в курсах иностранных валют по отношению к доллару США по вышеуказанным финансовым активам и обязательствам Компании на прибыль и прочий совокупный доход после налогообложения.

По состоянию на:	31 декабря 2009 года	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года	31 декабря 2008 года
	Увеличение	Уменьшение	Увеличение	Уменьшение
Прочий доход и расходы	-	-	-	-
Чистая прибыль	(2,791)	2,537	482	(438)

Риск ликвидности

В Компании осуществляется процесс прогнозирования денежных средств и составления бюджета для определения средств, необходимых для поддержания производственных требований Компании как в краткосрочном/среднесрочном, так и долгосрочном периодах. Трудности с ликвидностью возникают, если Компания не смогла выполнить свои финансовые обязательства по мере наступления сроков их погашения при нормальных кредитных условиях. Это может быть следствием сниженных денежных потоков в результате более низких цен на продукцию, прерывания производственного процесса или неожиданного роста операционных или капитальных затрат. Большой частью Компания в течение обоснованного периода времени будет ограничивать свои программы капиталовложений в денежные потоки от операционной деятельности. В таблице далее приводится анализ сроков погашения существенных финансовых обязательств Компании. Суммы, раскрытые в таблице, являются контрактными недисконтированными денежными потоками.

На 31 декабря 2009 года	От 0 до 6 месяцев \$000	От 6 до 12 месяцев \$000	От 1 до 3 лет \$000	От 4 до 5 лет \$000	После 5 лет \$000	Итого \$000
Кредитная линия «Сalyon»	-	15,000	30,000	-	-	45,000
Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие чистые обязательства	10,693	-	-	-	-	10,693
Прочие долгосрочные обязательства	471	481	1,287	1,096	2,338	5,673
На 31 декабря 2008 года	От 0 до 6 месяцев \$000	От 6 до 12 месяцев \$000	От 1 до 3 лет \$000	От 4 до 5 лет \$000	После 5 лет \$000	Итого \$000
Кредитная линия «Сalyon»		15,000	41,250	3,750	-	60,000
Кредиторская задолженность, начисленные обязательства и прочие чистые обязательства	12,243	-	-	-	-	12,243
Прочие долгосрочные обязательства	330	337	1,166	993	2,020	4,846

Балансовой стоимостью является справедливая стоимость долгосрочных займов, которая представлена следующим образом:

По состоянию на:	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года	31 декабря 2009 года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000	\$000	\$000
Банковские займы	30,000	45,000	30,000	45,000

Справедливая стоимость текущих займов равна их балансовой стоимости, так как влияние дисконтирования является несущественным. Справедливая стоимость основана на денежных потоках, дисконтированных с использованием ставки на основании заемного процента в размере 2.27% (в 2008 году: 5.31%).

Управление капиталом

Управление капиталом является определяющим для цели Компании в отношении увеличения рентабельности ее производства. Капитал Компании включает акционерный капитал и банковскую задолженность. Управление капиталом включает подготовку годового бюджета, который может быть выполнен после одобрения Советом Директоров Компании. Поскольку бизнес Компании развивается в течение финансового года, в бюджет могут быть внесены поправки; однако любые изменения также должны быть одобрены Советом Директоров.

Время от времени Компания может заключать договора хеджирования, если программы капиталовложений или приобретений приводят к высокому соотношению чистой задолженности к денежным потокам. Такие договора обеспечивают стабильность денежных потоков в течение периодов, когда Компания применяет денежные потоки для снижения своей чистой задолженности.

Компания может выпускать акционерный капитал, когда уровень задолженности высок и возможно ограничивает производственный процесс.

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Долгосрочная задолженность	51,827	44,403
Текущая часть долгосрочной задолженности и краткосрочная задолженность	14,844	14,799
Минус: Денежные средства	(6,612)	(21,228)
Чистая задолженность	60,059	37,974
Итого акционерный капитал	147,594	114,914
Чистая задолженность для капитализации	40.7 %	33.0 %

20. Торговая и прочая кредиторская задолженность

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Торговая кредиторская задолженность	7,996	3,225
Задолженность перед связанными компаниями группы «Vitol Holding»	6	-
Задолженность перед связанными компаниями группы «Arawak Energy»	4,181	6,903
Социальное обеспечение и прочие налоги	(638)	439
Начисленные расходы	1,615	1,676
	13,160	12,243

21. Краткосрочные займы

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Краткосрочная часть долгосрочных займов	15,000	15,000
Минус краткосрочная часть капитализированного вознаграждения	(156)	(201)
Краткосрочная задолженность	14,844	14,799

22. Долгосрочные займы

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Банковские займы	45,000	60,000
Минус: Долгосрочная часть	(15,000)	(15,000)
Неамортизированные расходы на организацию займа	(622)	(798)
Минус: Краткосрочная часть	156	201
Задолженность перед связанными компаниями группы «Arawak Energy»	22,293	-
Долгосрочная задолженность	51,827	44,403

В мае 2008 года дочерняя организация «Altius Petroleum International BV» («Altius»), полностью принадлежащая Компании, подписала с «Calyon» соглашение о финансировании под залог имеющихся запасов. Кредитная линия «Calyon» в сумме 80 миллионов долларов США (60 миллионов долларов США из которых были выданы на 31 декабря 2008 года) обеспечена соглашением о приобретении сырой нефти между «Altius» и «Vitol», и гарантирована «Altius Energy Limited», материнским предприятием Компании. Лимит по кредитной линии уменьшается ежегодно, и заём должен быть погашен полностью в течение пяти лет с даты заключения соглашения. Вознаграждение выплачивается ежеквартально по ставке US ЛИБОР плюс 1,75%. Чистая сумма в размере 15 миллионов долларов США была выплачена в течение 2009 года, после чего основная сумма непогашенной задолженности составила 45 миллионов долларов США на

конец года. В дальнейшем «Altius» полностью погасил данный заем по состоянию на 28 мая 2010 года.

Расходы по процентам, понесенные в отношении данных займов, представлены в Примечании 4 под заголовком Долгосрочная задолженность.

23. Прочие долгосрочные обязательства

Прочие долгосрочные обязательства могут быть проанализированы следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Обязательства по исторической стоимости	5,673	4,846
Минус:		
Текущая часть исторической стоимости	(601)	(350)
Прочие долгосрочные обязательства	5,072	4,496

Историческая стоимость

Компания обязана возмещать Правительству Казахстана исторические геологические затраты и затраты на разведку, понесенные на его лицензионных площадях. На непогашенные суммы предоставляется отсрочка в течение периода разведки, и они подлежат выплате равными ежеквартальными платежами на протяжении соответствующих периодов добычи.

24. Отсроченный подоходный налог

Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу подлежат взаимозачету, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет активов по текущему налогу и обязательств по текущему налогу, и когда активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу относятся к подоходным налогам, взимаемым одним и тем же налоговым органом, по одной или различным налогооблагаемым единицам, при намерении произвести расчет на нетто-основе. Суммы к зачету представлены следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Актив по отсроченному налогу, подлежащий возмещению после 12 месяцев	1,535	1,137
Актив по отсроченному налогу, подлежащий возмещению в течение 12 месяцев	-	-
Активы по отсроченному подоходному налогу	1,535	1,137
Обязательство по отсроченному налогу, подлежащее возмещению после 12 месяцев	12,689	4,234
Обязательство по отсроченному налогу, подлежащее возмещению в течение 12 месяцев	91	-
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	12,780	4,234
Чистые обязательства по отсроченному	11,245	3,097

25. Резервы по выводу из эксплуатации активов

Обязательства по выбытию активов оцениваются на основании расчетных затрат на ликвидацию существующих скважин и сооружений и восстановление существующих участков, а также расчетное время на понесение затрат в будущих периодах. Общая недисконтированная сумма расчетных денежных потоков, необходимых для погашения обязательства по выбытию активов составляет 7,7 миллионов долларов США (в 2008 году: 7,9 миллионов долларов США), которые, как ожидается, будут понесены с 2009 по 2020 годы. Компания применила ставку дисконтирования в размере 10% для расчета чистой приведенной стоимости обязательства по выбытию активов (в 2008 году: 9,7%), и ставка инфляции в размере 10% используется для расчета ожидаемых будущих затрат (в 2008 году: 7,7%).

По состоянию на:	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$000	года \$000
На 1 января	4,912	3,170
Дополнительный резерв	192	1,436
Амортизация дисконта	303	418
Использовано в течение года	(80)	(112)
На 31 декабря	5,327	4,912

26. Уставный капитал

Простые акции, выпущенные в обращение	31 декабря 2009 года		31 декабря 2008 года	
	Количество акций	\$000	Количество акций	\$000
<u>Выпущено:</u>				
Сальдо, начало периода	29,620,259	52,419	29,620,259	52,419
Сальдо, конец периода	29,620,259	52,419	29,620,259	52,419

20 июля 2010 года, компания произвела дробление акций. В результате количество существующих акций увеличилось до 182,644,452 с 29,620,259 штук, без увеличения в номинальной стоимости простых акций. В соответствии с законодательством Канады, простые акции не имеют фиксированной номинальной стоимости. Эффективная номинальная стоимость акций уменьшилось с 1.77 долларов США до 0.29 долларов США за акцию.

27. Отчет о движении денежных средств

Сверка Доходов до налогообложения с Денежными средствами от операционной деятельности

	31 декабря 2009	31 декабря 2008
	года \$000	года \$000
За год, закончившийся:		
Доходы до налогообложения	51,377	79,955
Корректировки неденежных статей		
Износ и амортизация	9,716	17,225
Убытки от выбытия основных средств	178	784
Неденежные расходы/(доходы) по процентам, нетто	1,176	(2,911)
<i>Изменения в рабочем капитале</i>		
Уменьшение/(Увеличение) в товарно-	775	(2,578)

материальных запасах (Увеличение)/ Уменьшение в торговой и прочей дебиторской задолженности	(33,664)	(20,499)
Увеличение /(Уменьшение) в торговой и прочей кредиторской задолженности	917	(6,355)
Денежные средства от операционной деятельности	30,475	65,621

Неденежные операции

В течение 2009 и 2008 годов неденежные сделки не осуществлялись. Капитализированные основные средства включают расходы, которые не были погашены денежными средствами в год, когда они были приобретены. Наиболее существенные неденежные элементы представлены следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009 года \$000	31 декабря 2008 года \$000
Поступления основных средств	24,611	44,482
Минус:		
Неденежные поступления	(2,400)	(361)
Резервы по выводу из эксплуатации активов	(192)	(1,436)
Итого приобретения согласно отчету о движении денежных средств	22,019	42,685

28. Условные и договорные обязательства

Контрактные обязательства

Согласно своим контрактам у «Altius» имеются минимальные обязательства по расходованию средств по некоторым своим нефтяным месторождениям в Казахстане. Невыполнение контрактных обязательств может привести к санкциям со стороны Правительства, в том числе приостановление или аннулирование лицензий, по которым не выполнялись контрактные обязательства.

Контрактные обязательства по каждому из следующих пяти лет и в совокупности представлены следующим образом:

\$000	2010	2011	2012	2013	В дальнейшем	Итого
Акжар	-	-	-	-	-	-
Бесболек	-	-	-	-	-	-
Каратайкыз	-	-	-	-	-	-
Алимбай	113	113	113	113	9,335	9,787
Итого	113	113	113	113	9,335	9,787

Расходные и арендные обязательства

Обязательства по операционной аренде и аналогичным договорным соглашениям по каждому из следующих пяти лет и в совокупности представлены следующим образом:

\$000	2010	2011	2012	2013	В дальнейше м	Итого
Здания	-	-	-	-	-	-
Машины	65	-	-	-	-	65
Транспортные расходы	3,220	-	-	-	-	3,220
Расходы по трубопроводам	20,804	-	-	-	-	20,804
	24,089	-	-	-	-	24,089

Судебные процессы

На конец обоих годов существенные судебные процессы отсутствовали.

29. Сделки со связанными сторонами

Все сделки, представленные далее, учитываются в соответствии с условиями контрактов со связанными сторонами, которые, по мнению руководства, заключены на условиях не более и не менее выгодных, чем сделки с несвязанными сторонами. «Vitol Holding B.V.» и его дочерние организации.

Член группы компаний «Vitol» («Vitol») владел 100 % выпущенных акций Компании на 31 декабря 2008 и 2009 годов. Большая часть сделок осуществлялась при нормальном развитии бизнеса, и все сделки учитывались по биржевой сумме.

а) Реализация сырой нефти

Доходы от реализации казахстанской сырой нефти на экспорт в течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2009 года, полученной от группы «Vitol», составили 147 миллиона долларов США (в 2008 году: 147 миллионов долларов США). По состоянию на 31 декабря 2009 года дебиторская задолженность включала доходы от реализации сырой нефти на экспорт группе «Vitol» в сумме 27,1 миллионов долларов США (на 31 декабря 2008 года: ноль долларов США). Небольшая часть от цены реализации погашается на дату продажи. Остальная часть подлежит погашению через 30 дней.

б) Расходы на транспортировку и реализацию

Расходы на транспортировку и реализацию включают 0,05 миллиона долларов США (в 2008 году: ноль долларов США), начисленные группой «Vitol», которые относятся к реализации нефти на экспорт, а связанная кредиторская задолженность и начисленные обязательства, непогашенные на 31 декабря 2009 года, составили ноль (на 31 декабря 2008 года: ноль).

в) Услуги, оказываемые компаниями, входящими в Группу

і) Услуги на месторождениях

Leopard Services LLP, находящееся в Казахстане, предоставляет определенные услуги по ремонту скважин и транспортные услуги для казахстанских филиалов группы. Производственные расходы включают 15,9 миллионов долларов США (в 2008: 5,9 миллионов долларов США). Суммы, включенные в предоплату: ноль (в 2008: ноль) и кредиторская задолженность к оплате в течение 12 месяцев: ноль (в 2008: 0,18 миллионов долларов США).

іі) Услуги по управлению

Aratak Energy Limited, непосредственная материнская компания предоставляет для Группы управленческие и корпоративные услуги (юридические, технические, финансовые). Как часть себестоимости предоставляемых услуг, часть накладных расходов головного офиса также перевыставляется Компании.

d) Финансовая кредитная линия, обеспеченная запасами

В мае 2008 года дочерняя организация «Altius Petroleum International BV», полностью принадлежащая Компании, подписала с «Calyon» соглашение по финансовой кредитной линии, обеспеченной запасами, сроком на 5 лет на сумму 80 миллионов долларов США с участием «Vitol» наряду с «Calyon», которая предоставляет 20 миллионов долларов США от первоначального займа. Вознаграждение к выплате для «Calyon» в отношении участия «Vitol» составило 0.9 миллионов долларов США в 2009 году (в 2008 году: 0.5 миллионов).

30. Вознаграждение высшему руководству

«Altius» считает, что в группе существует два высших руководства, которые несут основную ответственность за исполнительное управление группой. Их итоговое вознаграждение представлено следующим образом:

По состоянию на:	31 декабря 2009		31 декабря 2008 года	
	года	31 декабря 2008 года	года	31 декабря 2008 года
	\$000	\$000	\$000	\$000
Заработная плата рабочих и служащих	649		809	
Затраты на социальное обеспечение	47		156	
Затраты на пенсионное обеспечение – пенсионный план с установленными взносами	110		38	
Итого	806		1,003	

31. События после отчетной даты

Строительство Приемо-сдаточного пункта на месторождении Кенкияк и нефтепровода между месторождением Акжар и Кенкияк было начато в конце 2009 года. Строительство было завершено в марте /апреле 2010 года, а Приемо-сдаточный пункт введен в эксплуатацию сразу после получения разрешения контролирующего органа. Проверка трубопровода под давлением прошла удовлетворительно. Разрешение контролирующего органа получено, позволяя ввести трубопровод в эксплуатацию в июне 2010 года. Трубопровод фактически в два раза увеличит наш уровень добычи на месторождении Акжар и имеется потенциал дальнейшего существенного увеличения производительности при ограниченных затратах. Завершение трубопровода и Приемо-сдаточного пункта позволит существенно увеличить добычу на месторождении Акжар, которая, в настоящее время, ограничена транспортными возможностями.

В конце мая 2010 года группа погасила оставшиеся 45 миллионов долларов США по займу от «Calyon».