

**MAX PETROLEUM PLC**  
**(«MAX PETROLEUM» ИЛИ «КОМПАНИЯ»,**  
**И ВМЕСТЕ С ДОЧЕРНИМИ КОМПАНИЯМИ - «ГРУППА»)**  
**[AIM: MXP]**

**ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2014 ФИНАНСОВЫЙ ГОД И**  
**УВЕДОМЛЕНИЕ О ЕЖЕГОДНОМ ОБЩЕМ СОБРАНИИ АКЦИОНЕРОВ**

**20 августа 2014 г.**

Компания «Max Petroleum Plc», специализирующаяся на разведке и добыче нефти и газа, деятельность которой сосредоточена в Республике Казахстан, сообщает о публикации своего годового отчета и финансовой отчетности за год, завершившийся 31 марта 2014 г. Компания также объявляет, что Ежегодное общее собрание акционеров состоится во вторник, 30 сентября 2014 г. в 11.00 часов утра по адресу: Lansdowne Club, 9 Fitzmaurice Place, Mayfair, London W1J 5JD. Копия Годового отчета будет доступна на веб-странице [www.maxpetroleum.com](http://www.maxpetroleum.com) и будет разослана акционерам вместе с уведомлением о созыве Ежегодного общего собрания акционеров с подробной информацией о месте проведения к или до 29 августа 2014 г.

**КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ**

		<b>2014 г.</b>	2013 г.	% изменения
Среднесуточная добыча	барр. нефти в день	<b>3,899</b>	3,346	17%
Выручка	млн. долл. США	<b>100.4</b>	93.3	8%
Общий объем реализации	тыс. барр. нефти	<b>1,370</b>	1,234	11%
Средняя цена реализации	долл. США за баррель	<b>73.29</b>	75.64	(3)%
Движение денежных средств от операционной деятельности	млн. долл. США	<b>34.0</b>	40.4	(16)%
Убыток за период	млн. долл. США	<b>76.8</b>	10.1	658%
Откорректированная EBITDA <sup>1</sup>	млн. долл. США	<b>34.5</b>	31.5	9%
Доказанные и вероятные запасы 2P <sup>2</sup>	млн. барр. н.э.	<b>9.5</b>	10.9	(13)%
Доказанные, вероятные и возможные запасы 3P <sup>2</sup>	млн. барр. н.э.	<b>10.4</b>	14.2	(27)%

1. Откорректированная EBITDA определяется как прибыль/(убыток) от операционной деятельности до вычета расходов по износу, истощению и амортизации, расходов по выплатам долевыми инструментами, расходов по разведке и оценке, расходов по реструктуризации и убытков от обесценения. Откорректированная EBITDA не является оценкой деятельности, предусмотренной по МСФО, и не имеет стандартного значения по МСФО; сверка EBITDA с отчетом о прибылях и убытках представлена в примечании 23 к сопроводительной финансовой отчетности.

2. Оценка запасов Ryder Scott Company, компетентного лица Группы, на 31 марта 2014 г. и 31 марта 2013 г., соответственно.

- Выручка за год, завершившийся 31 марта 2014 г., составила 100.4 млн. долл. США, что представляет собой увеличение на 8% в сравнении с выручкой на сумму 93.3 млн. долл. США, полученной за год, завершившийся 31 марта 2013 г.
- Среднесуточная добыча составила 3,899 баррелей нефти в день, что представляет собой увеличение на 17% по сравнению с предыдущим годом.
- В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа пробурила 35 надсолевых скважин, при этом с августа 2006 г. по август 2014 г. пробурено всего 103 скважины.
- Запасы 2P снизились на 13% и составили 9.5 млн.барр.н.э. на 31 марта 2014 г. по сравнению с запасами в 10.9 млн. б.н.э. на 31 марта 2013 г., но увеличились на 11% по сравнению с 8.6 млн.барр.н.э. на 30 сентября 2013 г.
- Признано обесценение стоимости надсолевых разведочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США, что отражает ограниченный разведочный потенциал месторождений по Лицензии на Блоки А и Е.
- Ожидается, что начавшиеся мероприятия по снижению затрат приведут к ежегодной экономии периодических затрат по административным расходам на сумму приблизительно 4.0 млн. долл. США. На 31 марта 2014 г. был признан резерв по разовым расходам по реструктуризации на сумму 3.8 млн. долл. США.

- Введенный в июне 2014 г. в эксплуатацию нефтепровод и новый терминал приведет к снижению затрат по транспортировке нефти, добытой с месторождений Жана Макат, Боркылдакты, Сагиз Западный и Кызылжар I Восточный, приблизительно на 4 доллара за баррель.
- Ожидается, что в конце 2014 г. месторождение Асанкеткен будет переведено на полномасштабную промышленную разработку.
- В настоящее время Группа добывает 3,400 б.н.д. с месторождений с непрерывной добычей (Жана Макат, Боркылдакты и Асанкеткен), выручка от которых составляет свыше 8.0 млн. долл. США в месяц.
- Средняя добыча за четыре месяца по 31 июля 2014 г. составила приблизительно 4,250 б.н.д., включая тестовую добычу с нескольких оценочных скважин месторождений Сагиз Западный и Кызылжар I Восточный, которые в настоящее время законсервированы или будут в скором времени законсервированы в ожидании перевода на период пробной эксплуатации («ППЭ»).
- Перевод месторождений Сагиз Западный, Кызылжар Восточный и Байчунас Западный на ППЭ в 2015 г. даст возможность начать непрерывную добычу со всех скважин этих месторождений, что предоставит более 1,000 б.н.д. дополнительной добычи.
- План возобновления бурения скважины НУР-1, разработанный Halliburton, представлен в проектный институт ТОО «КаспийМунайГаз» для утверждения.
- В марте 2014 г. началось квартальное погашение основной суммы долга по Кредиту Сбербанка, и к 19 августа 2014 г. было выплачено 4.1 млн. долл. США.
- В сентябре 2013 г. завершена конвертация оставшихся выпущенных облигаций в простые акции, последней части реструктуризации задолженностей Группы, о которой впервые было объявлено в декабре 2012 г.
- В августе 2014 г. достигнуто условное соглашение о стратегической инвестиции AGR Energy в Max Petroleum на сумму приблизительно 62.5 млн. долл. США до вычета расходов, по завершении которой AGR Energy будет владеть 51% акционерного капитала Компании.

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основные финансовые и производственные показатели Группы за год составили:

	2014 г.	2013 г.	2012 г.	% изменения 2014 / 2013 г.
Добыча (баррелей нефти в день)	<b>3,899</b>	3,346	2,807	17%
Объем продаж сырой нефти (тыс. барр. нефти)	<b>1,370</b>	1,234	1,004	11%
Объем продаж на экспорт (тыс. барр. нефти)	<b>728</b>	620	50	17%
Объем продаж на внутренний рынок (тыс. барр. нефти.)	<b>642</b>	614	954	5%
Выручка от продаж нефти (тыс. долл. США)	<b>100,430</b>	93,303	50,243	8%
Выручка от продаж на экспорт (тыс. долл. США)	<b>75,360</b>	64,108	6,016	18%
Выручка от продаж на внутренний рынок (тыс. долл. США)	<b>25,070</b>	29,195	44,227	(14)%
Средняя цена реализации (долл. США за барр.)	<b>73.29</b>	75.64	50.04	(3)%
Средняя цена реал. на экспорт (долл. США за барр.)	<b>103.49</b>	103.51	120.32	0%
Средняя цена реал. на внутреннем рынке (долл. США за барр.)	<b>39.04</b>	47.54	46.36	(18)%
Операционные затраты за барр. нефти <sup>1</sup> (долл. США за барр.)	<b>39.44</b>	39.17	17.39	1%
Расходы по добыче (долл. США за барр.)	<b>8.87</b>	9.42	8.22	(6)%
Расходы по продаже и транспортировке (долл. США за барр.)	<b>10.78</b>	11.55	6.35	(7)%
Налог на добычу полезных ископаемых (долл. США за барр.)	<b>3.29</b>	3.17	1.20	4%
Рентный налог на экспорт / экспортная таможенная пошлина (долл. США за барр.)	<b>16.50</b>	15.02	1.62	10%
Откорректированная EBITDA <sup>2</sup> (тыс. долл. США)	<b>34,471</b>	31,491	20,342	9%
Денежные средства от операционной деятельности (тыс. долл. США)	<b>33,984</b>	40,402	28,273	(16)%
Общие доказанные и вероятные (2P) запасы <sup>3</sup> (тыс. барр. нефти)	<b>9,494</b>	10,869	10,633	(13)%
Доказанные запасы <sup>3</sup> (тыс. барр. нефти)	<b>5,465</b>	4,810	5,122	14%
Вероятные запасы <sup>3</sup> (тыс. барр. нефти)	<b>4,029</b>	6,059	5,511	(34)%
Возможные запасы <sup>3</sup> (тыс. барр. нефти)	<b>899</b>	3,337	3,980	(73)%

1. Операционные затраты равны себестоимости реализации минус расходы на износ, истощение и амортизацию (см. Примечание 5 к сопроводительной финансовой отчетности). Группа считает, что эта информация, представленная в модифицированном формате, будет полезной для акционеров.

2. Откорректированная EBITDA определяется как прибыль/(убыток) от операционной деятельности до вычета расходов по износу, истощению и амортизации, расходов по выплатам долевыми инструментами, расходов по разведке и оценке, расходов на реструктуризацию и убытков от обесценения. Откорректированная EBITDA не является оценкой деятельности, предусмотренной по МСФО, и не имеет стандартного значения по МСФО; сверка EBITDA с отчетом о прибылях и убытках представлена в примечании 23 сопроводительной финансовой отчетности.

3. Запасы согласно оценке Ryder Scott, компетентного лица Группы, на 31 марта 2014 г., 31 марта 2013 г. и 31 марта 2012 г., соответственно.

## **ЗАЯВЛЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ**

---

Джеймс Джеффс, Председатель, представляет заявление председателя к годовому отчету и финансовой отчетности за 2014 финансовый год:

*“Max Petroleum предпринял в этом году важные шаги для переключения направления деятельности с разведки на добычу. За изменениями последовала неутешительная динамика запасов с надсолевых месторождений, более медленный рост темпов добычи в сравнении с ожидаемым, и ограниченное продвижение возобновления бурения подсолевой глубокой скважины НУР-1. Усиленный акцент на добычу и снижение затрат следует за снижением разведочных работ на надсолевых месторождениях, после периода активного оценочного бурения в 2013 году, после которого были получены сниженные оценки запасов Группы от компетентного лица, Ryder Scott Company, и обесценение надсолевых разведочных активов на 64.6 млн. долл. США. Неутешительные новости операционной деятельности в отношении медленного роста темпов добычи, в сравнении с ожидаемым, явились причиной срочных изменений, но в то же время требовалось улучшение эффективности и принятия последовательных шагов на стадии развития Группы и его активов. Структурные изменения руководства и операционной деятельности Группы, проведенные в начале 2014 года, сейчас завершены и явились началом непрерывного импульса для улучшения эффективности.*

*В июле 2014 г. Группа объявила о начале стратегического обзора и официального процесса продаж с намерением максимально увеличить акционерную стоимость наших активов. В начале августа 2014 г. Max Petroleum объявил о предложении AGR Energy Limited No.1 («AGR Energy»), предприятия, которое принадлежит Группе Асаубаевых («АБ») инвестировать 62.5 млн. долл. США. В обмен AGR Energy получит 51% доли участия в акционерном капитале Max Petroleum, которая, как понимает Совет директоров от Группы АБ, останется британской публичной компанией, акции которой будут находиться в открытых торгах, и деятельность которой будет сосредоточена в Казахстане.*

*Я считаю, что Max Petroleum представляет собой отличную платформу для консолидации и увеличения нефтегазовых возможностей в Казахстане и вместе с Советом директоров я убежден, что партнерство с ними будет очень конструктивным для акционеров, и что предложенная сделка существенно укрепит балансовый отчет Группы. Мой коллега Роберт Холланд, временный управляющий директор Max Petroleum, и я планируем продолжать работать в качестве членов Совета директоров, если эта сделка завершится. Завершение этой сделки зависит от некоторых условий, включая утверждение акционерами, получение официального разрешения от Правительства Казахстана и приемлемый пересмотр кредитных отношений Max Petroleum со Сбербанком.*

*При завершении этой сделки инвестиции АБ дадут возможность Группе финансировать запланированную программу капиталовложений по разработке своих надсолевых месторождений и максимально увеличить запасы и добычу. Кроме того, это позволит Max Petroleum укрепить свою позицию в привлечении финансовых и технических партнеров для завершения работ по бурению подсолевой скважины НУР-1 и продлению периода разведки по Лицензии по Блокам А и Е в западном Казахстане, что позволит иметь больше времени для добурирования скважины НУР-1, и в случае успешного результата, также скважины Куржем. Группа также сможет рассматривать инвестиции в другие проекты в Республике Казахстан и Средней Азии в дополнение к существующей деятельности.*

*Я понимаю в полной мере те трудности, которые пришлось испытать акционерам Max Petroleum за последний год, разочарования в отношении запасов, замедление роста темпов добычи и задержку в выполнении программы подсолевой разведки, что, соответственно, привело к весьма неутешительным ценам на акции. Я считаю, что предложенная сделка с АБ наилучшим образом ориентирует Max Petroleum на получение выгоды от разработки наших надсолевых активов, сохраняя значимый потенциал подсолевых активов. Я признаю существенное значение операционной платформы Max Petroleum и считаю, что привлечение нового капитала в Max Petroleum обещает значительное улучшение показателей для акционеров и работников компании. Более подробная информация об основных причинах инвестиций AGR Energy будет изложена в информационном проспекте, который будет разослан всем акционерам своевременно”.*

**Контактная информация:**

<b>Max Petroleum Plc</b>	Том Ранделл Директор по связям с инвесторами	Tel: +44 (0)203 713 4015
<b>Oriel Securities</b>	Майкл Шоу/Том Идон	Tel: +44 (0)207 710 7600
<b>Charles Stanley Securities</b>	Марк Тэйлор/Марк Мильмо	Tel: +44 (0)207 149 6000

Кеннет Хопкинс, Управляющий директор по производству Max Petroleum Plc, является квалифицированным специалистом, который просмотрел и утвердил техническую информацию, содержащуюся в настоящем сообщении. Г-н Хопкинс имеет степень Бакалавра наук по морским недрам и Мастера наук по геологии от Texas A&M University и является сертифицированным геологом-нефтяником, имеющим 32 года опыта работы в нефтегазовой отрасли.

Оценка запасов была выполнена в соответствии с Системой 2011 Petroleum Resources Management System Общества инженеров-нефтяников.

## ДЕЛОВОЙ ОБЗОР

---

В течение 2014 года Группа значительно изменила структуру руководства и подход к операционной деятельности для максимальной эффективности и обеспечения выполнения планов операционной деятельности с использованием имеющихся финансовых ресурсов. За этими изменениями последовало запланированное снижение масштабов разведочных и оценочных работ после годового периода, в течение которого было пробурено 35 скважин. Эти изменения также были следствием неутешительной оценки запасов, проведенной Ryder Scott Company («Ryder Scott»), по состоянию на 30 сентября 2013 г., медленного роста темпов добычи в сравнении с ожидаемым и отсутствия прогресса по возобновлению бурения глубокой скважины НУР-1.

Основные преимущества деятельности Группы, включая ее работников, лицензию на Блоки А и Е и репутацию надежного и эффективного оператора в Казахстане, являются ее основными активами. Увеличение эффективности и концентрация на добыче в течение 2014 года уже начали давать положительные результаты. Инициативы по сокращению затрат, которые начались в начале 2014 года, снизят ежегодные административные затраты приблизительно на 4 млн. долл. США. Эти инициативы включают закрытие офиса Группы в Хьюстоне и рационализацию управления всей деятельностью Группы.

Годовая выручка Max Petroleum увеличилась на 8% в сравнении с предыдущим годом и составила более 100 млн. долл. США; при этом добыча увеличивалась четвертый год подряд и составила в среднем 3,899 б.н.д. в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г. Откорректированная EBITDA увеличилась на 9% и составила 34.5 млн. долл. США по сравнению с 31.5 млн. долл. США, а транспортные расходы по реализации сократились на 7% с 11.55 долл. США за баррель до 10.78 долл. США за баррель. В настоящее время Группа добывает приблизительно 3,400 б.н.д с месторождений, на которых ведется непрерывная добыча (Жана Макат, Боркылдакты и Асанкеткен), выручка от которых составляет более 8 млн. долл. США в месяц. Группа ожидает, что такой темп добычи сохранится до момента, пока месторождение Сагиз Западный не перейдет на период пробной эксплуатации («ППЭ») и не начнется непрерывная добыча, что ожидается во втором квартале 2015 г.

В марте 2014 г. Группа начала погашение основной суммы долга в размере 90 млн. долл. США по кредитному соглашению со Сбербанком («Кредит Сбербанка»). Платежи в счет погашения основной суммы составили по приблизительно 2 млн. долл. США в марте и в июне 2014 г., вследствие чего к 19 августа 2014 г. остаток суммы долга по Кредиту Сбербанка составил приблизительно 86 млн. долл. США. Последующие платежи в размере 3.1 млн. долл. США каждый запланированы на сентябрь и декабрь 2014 г., а также погашение 6.7 млн. долл. США в марте 2015 г и затем по 6.6 млн. долл. США ежеквартально до полного погашения в ноябре 2017 г.

В течение года Группа пробурила 35 скважин, включая 11 на месторождении Сагиз Западный и 14 неглубоких и менее затратных скважин на месторождении Уйтас. В апреле и мае 2014 г. Группа пробурила две успешные скважины и одну сухую на месторождении Кызылжар I Восточный. Эта расширенная программа бурения позволила провести фундаментальную оценку этих трех месторождений, а также оставшейся части активов. В результате, Группа значительно продвинулась в понимании месторождений Сагиз Западный, Уйтас и Кызылжар I Восточный, собрав достаточно подробную информацию для обращения на перевод на ППЭ. Ожидается, что все три месторождения будут переведены на ППЭ в 2015 году, и с этого момента будет разрешена непрерывная добыча со всех скважин каждого месторождения.

За прошедший финансовый год Группа также смогла перевести месторождение Асанкеткен на ППЭ в мае 2013 г., а месторождение Боркылдакты было переведено на полномасштабную промышленную разработку («ППР») в июле 2013 г. В конце 2014 г. ожидается перевод месторождения Асанкеткен на ППР, что позволит экспортировать 80% добытой с этого месторождения нефти.

Остаточные запасы по категории 2P, по оценке Ryder Scott, снизились на 13% с 10.9 млн.б.н.э по состоянию на 31 марта 2013 г. до 9.5 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г. Тем не менее объем запасов, подсчитанный по состоянию на 31 марта 2014 г., увеличился на 11% в сравнении с 8.6 млн.б.н.э. по состоянию на 30 сентября 2013 г. Общий объем добычи за год, завершившийся 31 марта 2014 г., составил 1.4 млн.б.н. и повысился на 17 % по сравнению с 1.2 млн.б.н. за предыдущий год.

Вследствии уровня запасов по категории 2P в объеме 9.5 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г., который существенно ниже первоначально ожидаемых объемов, и по причине ограниченного оставшегося разведочного потенциала надсолевых активов, Группа признала неденежные убытки от обесценения на сумму 64.6 млн. долл. США, представленные историческими затратами, не связанными напрямую с разведочным бурением. Это является отражением консервативного мнения, что с учетом неопределенности в отношении наличия дополнительного финансирования, необходимого для разработки надсолевых месторождений Группы, нецелесообразно переносить разведочные активы в размере 64.6 млн. долл. США на стоимость надсолевых месторождений в балансовом отчете Группы.

Способность Группы разрабатывать свои надсолевые активы и эффективно реализовывать добытую нефть остается значимым активом, а также сохраняется намерение и возможности возобновления бурения и заканчивания подсолевой разведочной скважины НУР-1, при условии продления лицензии и наличия необходимого финансирования.

## **НАША СТРАТЕГИЯ**

Стратегия Max Petroleum заключается в максимальном увеличении запасов, добычи и денежных потоков от своих неглубоких надсолевых месторождений на лицензионной территории блоков А и Е Прикаспийского бассейна, одновременно продолжая добиваться более высокой отдачи от разведочного потенциала подсолевого портфеля перспективных структур.

## **ОБЗОР ПРОИЗВЕДЕННЫХ РАБОТ**

По состоянию на 31 марта 2014 г. Группа пробурила 35 надсолевых скважин, включая 27 оценочных, шесть эксплуатационных и две сухие поисковые скважины. Общее количество скважин, пробуренных Группой с 2006 г. и по сегодняшний день, составляет 103, включая 26 разведочных (восемь из которых были успешными), 50 оценочных (41 из которых были успешными) и 27 эксплуатационных (26 из которых были успешными). По состоянию на 19 августа 2014 г. Группа пробурила еще три оценочные и одну эксплуатационную скважины с 31 марта 2014 г.

Группа разработала комплексный план промышленной разработки своих надсолевых месторождений. Тем не менее, до конца года, завершающегося 31 марта 2015 г., бурение дополнительных оценочных и эксплуатационных скважин Группы зависит от наличия финансирования. Дополнительные буровые работы на месторождении Жана Макат зависят от результатов оценочной скважины ЖМА-Е8, тестирования возможного расширения месторождения Жана Макат, на котором при успешных результатах потребуются последующие буровые работы для оценки и разработки этой части месторождения.

На месторождении Кызылжар I Восточный может также потребоваться дополнительное бурение в зависимости от результатов Тестовой добычи, а на месторождениях Байчунас Западный и Ескене Северный дальнейший анализ испытания гидравлического разрыва может также подтвердить необходимость последующего оценочного бурения. По месторождению Сагиз Западный разработана программа бурения до 20 добывающих и водонагнетательных скважин после перевода его на ППЭ, который ожидается во втором квартале 2015 г. На месторождении Асанкеткен запланировано бурение двух скважин после получения согласования по переводу его на ППР, который планируется на 4 квартал 2014 г., что также позволит экспортировать 80% добычи с этого месторождения.

Группа подсчитала, что до конца 2016 календарного года ей потребуется приблизительно 20 млн. долл. США для дополнительных капитальных расходов для разработки месторождения Сагиз Западный, куда будет направлена основная часть капитальных затрат. Группа также подсчитала, что на тот же период ей потребуется еще 18 млн. долл. США капитальных затрат на разработку других надсолевых месторождений, включая бурение отдаленной скважины ЖМА-Е8 для тестирования расширения месторождения Жана Макат на юго-восток. В случае успеха ЖМА-Е8, потребуются последующие капитальные затраты на перевод расширенного участка на этап ППР.

Группа намеревается финансировать комплексную программу надсолевых месторождений из денежных средств, полученных от операционной деятельности. Тем не менее, директора отмечают дефицит финансирования в размере приблизительно 5 млн. долл. США до 31 декабря 2014 г. и до 10 млн. долл. США в 2015 календарном году, если Группа продолжит программу постоянных капитальных затрат по надсолевой программе, упомянутой выше. Все будущие капитальные затраты зависят от наличия дополнительного финансирования на момент предоставления настоящего отчета, и отсутствие

дополнительных средств на ближайшее будущее привело к временной приостановке капитальных работ. Группа понесла приблизительно 8 млн. долл. США капитальных затрат за четыре месяца, завершившихся 31 июля 2014 г.

#### **Инвестирование 62.5 млн. долл. США стратегическим партнером**

4 августа 2014 г. Группа объявила о привлечении приблизительно 62.5 млн. долл. США до вычета расходов, посредством условной подписки на 2,264,093,462 новых простых акций группой AGR Energy по цене 1.64 пенса за простую акцию («Подписка»). Сразу после завершения Подписки AGR Energy владело бы 51% долей в увеличенном выпущенном акционерном капитале. Цена Подписки отражает премию в размере 33.9% по отношению к средней рыночной цене закрытия в 1.225 пенса за простую акцию на 1 августа 2014 г.

AGR Energy является предприятием, принадлежащим семье Асаубаевых и созданным в целях осуществления Подписки. Подписка зависит от некоторых условий, включая утверждение акционерами на общем собрании и получение официального разрешения от Правительства Республики Казахстан.

Подписка предоставит возможность Компании финансировать программу капиталовложений по разработке своих надсолевых месторождений и максимально увеличить запасы и добычу. Компания также могла бы рассматривать инвестиции в другие проекты в Республике Казахстан и Средней Азии в дополнение к существующей деятельности. Кроме этого, это позволит Max Petroleum укрепить свою позицию в привлечении финансовых и технических партнеров для завершения работ по бурению подсолевой скважины НУР-1 и продлению периода разведки по лицензии на недропользование на Блоках А и Е в западном Казахстане, что обеспечит достаточно времени для добурирования скважины НУР-1, и, в случае успешного результата, также скважины Куржем. В случае, если Подписка или аналогичное привлечение капитала не произойдет, Группе вероятней всего придется отразить в балансовом отчете обесценение балансовой стоимости скважины НУР-1 и связанных с ним расходов по подсолевым активам.

#### **Обесценение надсолевых разведочных активов**

В результате завершения бурения скважин по надсолевой разведке и проведения обширной программы оценочного бурения в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа на настоящий момент практически оценила надсолевой потенциал Блоков А и Е, и может определить возмещаемость стоимости соответствующего разведочного и оценочного актива в размере 64.6 млн. долл. США на 31 марта 2014 г. Этот актив по разведке и оценке связан с историческими затратами на оценку надсолевых объектов, включая затраты на приобретение Лицензии, на проведение сейсмических работ 3D, геологических и геофизических исследований и капитализированные проценты. Учитывая завершение надсолевого разведочного бурения, запасы на 31 марта 2014 г. по категории 2P в размере 9.5 млн.б.н.э. в соответствии с оценкой компетентного лица Группы, Ryder Scott, а также ограниченный оставшийся потенциал роста надсолевых запасов, Группа провела проверку на обесценение актива по разведке и оценке на сумму 64.6 млн. долл. США, отнесенных на стоимость таких надсолевых активов.

Учитывая множество факторов неопределенности, с которыми сталкивается Группа, в том числе Подписку, которая зависит от определенных условий, а также текущий недостаток финансирования, вызвавший временную приостановку капитальных затрат, необходимых для увеличения запасов и добычи на надсолевых месторождениях, по мнению директоров, нецелесообразно далее отражать стоимость разведочного актива на сумму 64.6 млн. долл. США, связанных с надсолевыми месторождениями, в балансовом отчете. В результате, Группа признала неденежное обесценение ее надсолевых разведочных и оценочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США в своей финансовой отчетности за год, завершившийся 31 марта 2014 г.

#### **Нефтепровод Жана Макат**

Завершение строительства и ввод в эксплуатацию нефтепровода на месторождении Жана Макат в июне 2014 г. снизило транспортные расходы для всей продукции, транспортируемой через производственный объект на Жана Макат, приблизительно на 4 долл. США за баррель. Ожидается, что транспортировка сырой нефти с месторождений Боркылдакты, Сагиз Западный и Кызылжар I Восточный приведет к экономии ежегодных транспортных расходов приблизительно на 4.9 млн. долл. США.



## **Добыча**

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., добыча составила 1,423,000 баррелей, или 3,899 б.н.д., что составило прирост на 17% по сравнению с общей добычей в 1,221,000 баррелей или 3,346 б.н.д. за предыдущий год. В настоящее время Группа добывает приблизительно 3,400 б.н.д. с месторождений, с непрерывной добычей (Жана Макат, Боркылдакты и Асанкеткен), из которых 2,200 б.н.д. из 2,800 б.н.д., которые добываются с месторождений, находящихся на этапе ППР, можно реализовывать на экспорт.

Законодательство Казахстана требует, чтобы разработка каждого месторождения поэтапно проходила через определенные нормативные стадии оценки и разработки, включая фазу испытания и оценки ("тестовая добыча"), ППЭ, и затем ППР. Тестовая добыча может продолжаться от одного до трех лет в зависимости от сложности месторождения, в течение этого времени Группа может производить добычу из каждого объекта в скважине до 90 дней для того, чтобы собрать информацию, необходимую для перехода к ППЭ. ППЭ обычно продолжается два-три года, в течение которых месторождение может быть полностью оценено, и добыча из скважин может производиться непрерывно. В периоды тестовой добычи и ППЭ Группа имеет право продавать свою продукцию только на внутреннем рынке. После того, как Группа соберет достаточный объем информации для принятия запасов на государственный баланс и подготовит плана долгосрочной полномасштабной промышленной разработки месторождения, она может обратиться за разрешением на переход к ППР. ППР длится до 25 лет, в течение которых Группа может реализовывать до 80% своей продукции на экспорт по ценам, которые исторически были в среднем на 15-25 долларов США за баррель выше, чем цены на внутреннем рынке после вычета соответствующих налогов.

Темп добычи на месторождениях во время тестовой добычи может сильно колебаться в связи с неопределенным режимом добычи из различных продуктивных зон в новых разведочных и оценочных скважинах, периодами простоя при испытаниях на восстановление пластового давления, переоборудованием скважины для перехода на другие интервалы и из-за преднамеренно изменяемых норм отбора во время испытаний для сбора данных, необходимых для последующей заявки на переход к стадии ППЭ.

По состоянию на 31 марта 2014 г. месторождения Жана Макат и Боркылдакты находились на стадии ППР, Асанкеткен был переведен на стадию ППЭ, Сагиз Западный и Кызылжар I Восточный были на стадии тестовой добычи. Группа получила согласование на перевод месторождения Асанкеткен на ППЭ в мае 2013 г. а в конце 2014 г. ожидается перевод этого месторождения на стадию ППР. Также ожидается, что месторождения Кызылжар I Восточный, Байчунас Западный и Сагиз Западный будут переведены со стадии тестовой добычи на ППЭ в 2015 году, после чего нефть с каждой скважины будет добываться непрерывно. Остальные два месторождения Уйтас и Ескене Северный находятся на стадии тестовой добычи, но добыча с этих месторождений не была существенной.

## **Запасы и ресурсы**

По состоянию на 31 марта 2014 г. уполномоченное лицо Группы, Ryder Scott, подсчитала наличие у Группы 9.5 млн.б.н.э. доказанных и вероятных ("2P") запасов, что в чистой приведенной стоимости, дисконтированной на 10% ("ПС10"), и после выплаты налогов составляет 184 млн. долл. США. Это представляет собой снижение запасов 2P на 13% с 10.9 млн.б. н.э., но без изменения в ПС10 равных 184 млн. долл. США как на 31 марта 2014 г., так и на 31 марта 2013 г. Общие объемы запасов 2P в 9.5 млн.б.н.э. подсчитаны на 31 марта 2014 г. уже с учетом объема добычи, полученного в течение года на приблизительно 1.4 млн.б.н.э. Ryder Scott подсчитала, что общие доказанные, вероятные и возможные ("3P") запасы Группы на 31 марта 2014 г. составили 10.4 млн. б.н.э. и снизились на 27% по сравнению с общим количеством запасов 3P в 14.2 млн.б.н.э по состоянию на 31 марта 2013 г. Запасы 3P на 31 марта 2014 г. при ПС10 равных 197 млн. долл. США, снизились на 17% в сравнении с ПС10 равных 236 млн. долл. США за предыдущий год.

С 30 сентября 2013 г. запасы 2P, по подсчетам Ryder Scott увеличились на 11% с 8.6 млн.б.н.э. по состоянию на 30 сентября 2013 г. до 9.5 млн.б.н.э по состоянию на 31 марта 2014 г. и эквивалент ПС10 увеличился на 32% с 140 млн. долл. США до 184 млн. долл. США по состоянию на 31 марта 2014 г. С 30 сентября 2013 г. запасы 3P, по подсчетам Ryder Scott увеличились на 7% с 9.7 млн.б.н.э. по состоянию на 30 сентября 2013 г. до 10.4 млн.б.н.э. на 31 марта 2014 г., и эквивалент ПС10 увеличился на 25% с 157 млн. долл. США до 197 млн. долл. США на 31 марта 2014 г.

Общие подсчитанные на 31 марта 2014 г. запасы 2P по сравнению с предыдущим годом увеличились на месторождениях Сагиз Западный, Кызылжар I Восточный и Уйтас и снизились на месторождениях Жана Макат, Боркылдакты, Асанкеткен и Байчунас Западный. Потребуется последующая работа на

месторождениях Уйтас, Байчунас Западный и Ескене Северный для прогноза вероятной величины промышленно-извлекаемых запасов. В анализ, проведенный Ryder Scott для оценки запасов по состоянию на 31 марта 2014 г., не была включена одна успешная скважина на месторождении Кызылжар I Восточный, КЗІВ-4, т.к. она была пробурена после отчетного периода. Группа намерена подготовить следующий отчет уполномоченного лица («ОУЛ») по состоянию на 30 сентября 2014 г., за которым последует годовая оценка по состоянию на 31 марта 2015 г.

После завершения обширной программы оценочного бурения на месторождении Сагиз Западный в 2013 и 2014 гг. Группа в настоящее время подсчитала, что извлекаемые запасы с месторождения составят от пяти до шести миллионов баррелей нефти плюс приблизительно 3 млн.куб.футов газа. Окончательные результаты обработки 3Д данных и оценка дальнейших буровых работ показывают, что месторождение является более раздробленным, чем предполагалось первоначально и, что дебит скважин на некоторых участках значительно выше, чем в других.

Оценочные скважины, пробуренные на месторождении Уйтас в течение года, подтвердили, что месторождение имеет аптские ярусы меловых и юрских пластов, из которых нефть может добываться традиционным способом, но продуктивная площадь месторождения меньше первоначально картированной. Кроме того, если во время предыдущего бурения скважин на месторождении в неглубоких нетрадиционных альбских ярусах меловых пластов наблюдались небольшие проявления углеводородов, скважины, пробуренные в текущем году, не показали присутствия нефтенасыщенности в структуре этого пласта. Необходимость автономной обработки и транспортные средства, которые следует построить на месторождении Уйтас, для проведения долгосрочной добычи также может повлиять на решение продолжить разработку и инвестирование в месторождение. Ожидается, что месторождение Уйтас будет переведено на стадию ППЭ в течение 2015 г., но нет гарантии, что финансирования будет достаточно, чтобы перевести месторождение с ППЭ на ППР. Группа рассматривает вариант поиска потенциальных партнеров, которые ведут работы по соседству для совместной разработки месторождения.

Запасы и ресурсы Группы, подсчитанные Ryder Scott по состоянию на 31 марта 2014 г., 30 сентября 2013 г. и 31 марта 2013 г. составляют:

#### **ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА**

	Доказанные запасы	Вероятные запасы	Итого запасы 2Р	Возможные запасы	Итого запасы 3Р
<b>31 марта 2014 г.</b>	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.
Жана Макат	2,021	1,301	<b>3,322</b>	-	<b>3,322</b>
Боркылдакты	130	69	<b>199</b>	-	<b>199</b>
Уйтас	-	1,138	<b>1,138</b>	440	<b>1,578</b>
Асанкеткен	1,316	245	<b>1,561</b>	-	<b>1,561</b>
Кызылжар I Восточный	263	261	<b>524</b>	-	<b>524</b>
Сагиз Западный	1,633	993	<b>2,626</b>	437	<b>3,063</b>
Байчунас Западный	102	22	<b>124</b>	22	<b>146</b>
Ескене Северный	-	-	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>5,465</b>	<b>4,029</b>	<b>9,494</b>	<b>899</b>	<b>10,393</b>

	Доказанные запасы	Вероятные запасы	Итого запасы 2Р	Возможные запасы	Итого запасы 3Р
<b>30 сентября 2013 г.</b>	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.	тыс. б.н.э.
Жана Макат	2,145	1,429	3,574	-	3,574
Боркылдакты	144	88	232	-	232
Уйтас	-	1,119	1,119	404	1,523
Асанкеткен	1,515	239	1,754	-	1,754
Кызылжар I Восточный	96	59	155	-	155
Сагиз Западный	-	1,621	1,621	685	2,306
Байчунас Западный	102	22	124	22	146
Ескене Северный	-	-	-	-	-
<b>Итого</b>	4,002	4,577	8,579	1,111	9,690

	Доказанные запасы	Вероятные запасы	Итого запасы 2Р	Возможные запасы	Итого запасы 3Р
<b>31 марта 2013 г.</b>	тыс. б.н.	тыс. б.н.	тыс. б.н.	тыс. б.н.	тыс. б.н.
Жана Макат	2,818	1,621	4,439	-	4,439
Боркылдакты	180	71	251	-	251
Уйтас	-	858	858	1,864	2,722
Асанкеткен	1,720	238	1,958	-	1,958
Кызылжар I Восточный	92	57	149	-	149
Сагиз Западный	-	2,543	2,543	1,362	3,905
Байчонос Западный	-	671	671	111	782
Ескене Северный	-	-	-	-	-
<b>Итого</b>	4,810	6,059	10,869	3,337	14,206

## **МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕПРЕРЫВНОЙ ДОБЫЧЕЙ**

### **Жана Макат**

Месторождение Жана Макат было открыто на блоке Е в сентябре 2006 г. Добыча на нем ведется из неокомских, юрских и триасовых коллекторов. Этап ППР на Жана Макате был утвержден в марте 2012 г., и на месторождении сейчас имеется 28 добывающих скважин, и 6 водонагнетательных скважин. Средняя добыча на месторождении увеличилась с 2,100 баррелей нефти в день в течение года, завершившегося 31 марта 2013 г., до примерно 2,500 баррелей нефти в день в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г. Текущая добыча составляет около 2,600 баррелей нефти в день.

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г. Группа пробурила пять эксплуатационных скважин, рассчитанных на завершение разработки месторождения и увеличение суточной добычи. С 31 марта 2014 г. была пробурена еще одна успешная эксплуатационная скважина и, при условии наличия финансирования, в конце 2014 г. Группа планирует пробурить оценочную скважину ЖМА-Е8, которая протестирует расширение месторождения к юго-востоку, и в случае успешного бурения, скважина ЖМА-Е8 может значительно увеличить размер месторождения Жана Макат.

В июле 2013 г. было закончено строительство системы сбора в южной части месторождения для соединения новых эксплуатационных скважин с внутрипромысловой сетью выкидных линий. Новый приемный и насосный терминал и нефтепровод протяженностью 10 км, соединяющий Жана Макат с терминалом Макат, был введен в эксплуатацию в июне 2014 г. Новый нефтепровод снизит стоимость транспортировки сырой нефти в региональный экспортный нефтепровод примерно на 4 долл. США за баррель. Жана Макат также служит в качестве регионального узла, на который поступает и перерабатывается на его объектах нефть с месторождения Боркылдакты, Сагиз Западный и Кызылжар I Восточный, которая затем транспортируется через новый нефтепровод на терминал Макат. Ryder Scott подсчитала, что 2Р запасы месторождения Жана Макат на 31 марта 2014 г. составляют 3.3 млн.б.н.

### **Боркылдакты**

Месторождение Боркылдакты было обнаружено на блоке Е в феврале 2010 г. Добыча на нем производится из триасовых коллекторов. Месторождение переведено на ППЭ в июне 2011 г., а в июле 2013 г. было получено утверждение его перевода на стадию ППР. Средняя добыча с месторождения в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., составила около 130 баррелей нефти в день. В настоящее время добыча с месторождения составляет приблизительно 200 баррелей нефти в день.

На месторождении имеется три добывающие скважины, включая эксплуатационную скважину БОР-4, пробуренную в августе 2013 г. Сырая нефть с Боркылдакты перевозится автоцистернами на 65 км до Жана Макат, где она готовится к транспортировке и отправляется на продажу по трубопроводу. После утверждения ППР в июле 2013 г., 80% добычи на Боркылдакты реализуется на экспорт, а остальная часть на внутреннем рынке. Группа планирует перевести непродуктивную скважину БОР-2 в водонагнетательную, что должно снизить эксплуатационные затраты на месторождении в конце 2014 г. Ryder Scott подсчитала, что 2Р запасы месторождения на 31 марта 2014 г. составляют 0.2 млн.б.н.

### **Асанкеткен**

Месторождение Асанкеткен было обнаружено на блоке Е в марте 2011 г., добыча на нем производится из юрских коллекторов. С мая 2013 г. добыча с месторождения велась непрерывно, после того, как было получено утверждение перевода на ППЭ. Средняя добыча из четырех скважин месторождения в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., составила примерно 1,000 баррелей нефти в день. В настоящее время добыча с месторождения составляет 600 баррелей нефти в день после увеличения обводненности.

Продукция месторождения Асанкеткен ранее доставлялась автоцистернами на расстояние примерно в 210 километров на терминал в п. Жамансор, но с августа 2013 г. доставляется на существующий терминал на нефтепроводе КазТрансОйл, расположенный примерно в 40 км от месторождения. Это изменение, в сочетании с установкой мощностей по утилизации воды, через которую вся добытая вода закачивалась в одну из скважин на месторождении с сентября 2013 г., снизила затраты на добычу и транспортировку примерно на 7 долл. США на баррель, что составило экономию Группы около 400,000 долл. США в месяц. На основании анализа новых высококачественных сейсмических съемок 3D, приобретенных весной 2013 г., была запланирована бурение еще двух эксплуатационных скважин после того, как месторождение будет переведено на ППР в конце 2014 г. На 31 марта 2014 года Ryder Scott подсчитала запасы месторождения по категории 2Р в размере 1.6 млн.б.н.

## **МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СТАДИИ ОЦЕНКИ**

### **Уйтас**

Месторождение Уйтас было обнаружено на блоке А в октябре 2010 г. и характеризуется продуктивными меловыми и юрскими коллекторами на небольших глубинах от 100 до 400 метров. После первой успешной скважины в 2011 году были пробурены три скважины и в 2013 г. 14 оценочных скважин. Во время тестовой добычи дебит каждой скважины колебался от нескольких баррелей до 37 баррелей в день, средний дебит со скважин основной добывающей площади составляет около 20 баррелей в день.

Месторождение Уйтас было остановлено с момента завершения тестовой эксплуатации в 2013 г. Результаты тестовой добычи и анализ сейсмических данных 3D должны обеспечить техническое обоснование перевода месторождения на стадию ППЭ, которая ожидается в 2015 г.

Нефть с месторождения Уйтас перевозилась автоцистернами примерно на 100 км на терминал в п. Жамансор, но строительство нового 40-км трубопровода на терминал недалеко от поселка Сагиз, было бы возможностью для будущей добычи на стадиях ППЭ и ППР при экономической целесообразности. Запасы 2Р месторождения Уйтас в текущем отчете Ryder Scott в 1.1. млн.б.н.э. немного увеличились по сравнению с 0.9 млн.б.н.э. на 31 марта 2013 г. Необходимость автономной обработки и транспортные системы, которые следует построить на месторождении Уйтас, для проведения долгосрочной добычи, также может повлиять на решение продолжить разработку и инвестирование в месторождение. Ожидается, что месторождение Уйтас будет переведено на стадию ППЭ в течение 2015 г., но нет гарантии, что будет принято решение выделять финансирование для дальнейшего перевода месторождения с ППЭ на ППР. Группа рассматривает вариант поиска потенциальных партнеров, которые ведут работы по соседству, для совместной разработки месторождения.

### **Сагиз Западный**

Месторождение Сагиз Западный является обнаружением в триасовых коллекторах, сделанным на блоке Е в сентябре 2011 г. Группа пробурила на месторождении 14 скважин. 11 оценочных скважин были пробурены в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., четыре из которых были пробурены после предыдущего отчета о запасах Ryder Scott на 31 декабря 2013 г. Месторождение находится в 30 км к югу от месторождения Жана Макат.

В течение года, Группа приобрела сейсмические данные 3D по месторождению Сагиз Западный более высокого разрешения. Эти данные показали дополнительные разломы вдоль вершины структуры, которые было трудно распознать ранее. Обработка новых данных вместе с результатами бурения и тестирования, показали, что месторождение является более сложным, с нарушенной/раздробленной структурой, чем предполагалось ранее, и что дебит на некоторых участках может быть значительно выше, чем на других.

Интерпретация новых сейсмических данных 3D и результаты бурения первой оценочной скважины в течение года, привели к снижению запасов 2Р с 2.54 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2013 г. до 1.62 млн.б.н.э. по состоянию на 30 сентября 2013 г. Тем не менее, после завершения программы оценочного бурения была пересмотрена оценка запасов по категории 2Р, которая на 31 декабря 2013 г. составляла 2.27 млн.б.н.э. и увеличилась до 2.63 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г. Группа в настоящее время подсчитала, что извлекаемые запасы с месторождения составят 5-6 миллионов баррелей нефти плюс приблизительно 3 млн.куб.футов газа. Результаты обработки 3D данных и оценка скважин, пробуренных до сегодняшнего дня, показывают, что для увеличения добычи, необходимо пробурить около 20 эксплуатационных и водонагнетательных скважин.

Разработка месторождения будет включать работы по обратной закачке воды или газа для поддержания пластового давления, и потенциально дальнейшую добычу и экспорт газа. Первоначально планируется перевозить нефть автоцистернами на месторождение Жана Макат, но планы по разработке месторождения могут включать также строительство нефтепровода до терминала Макат и газопровода на месторождение Жана Макат. По текущему плану планируется обратная закачка добытого газа для поддержания пластового давления, но, учитывая, что газ можно экспортировать на север в Россию либо на восток в Китай, а также реализовывать его на внутреннем рынке, существуют возможности извлекать прибыль с реализации газа. Ожидается, что, при наличии финансовых ресурсов, строительство объектов начнется в конце 2014 г. и завершится в середине 2015 г.

В настоящее время готовятся документы для подачи заявки в Министерство Энергетики по переводу месторождения на ППЭ с использованием данных оценочного бурения на месторождении и тестовой добычи. Текущая добыча с месторождения классифицируется как тестовая добыча и зависит от колебания дебита, так как тестирование с каждого интервала скважины может занимать 90 дней, пока по каждому интервалу не будет собрана подробная характеристика добычи. В период с 31 марта по 31 июля 2014 года добыча в среднем составила 570 баррелей в день. Большая часть добычи приостановлена в настоящее время, в виду истечения периода добычи с каждого интервала скважины. Группа подсчитала, что суммированная производительность скважин, пробуренных до сегодняшнего дня на месторождении Сагиз Западный, будет более 1,000 б.нд., основываясь на дебите этих скважин. По самым оптимистичным оценкам Компании, месторождение Сагиз Западный будет переведено на ППЭ во 2 квартале 2015 г., что позволит начать непрерывную добычу с этого месторождения.

### **Кызылжар I Восточный**

Месторождение Кызылжар I Восточный, структурно-тектоническая ловушка, расположенная на Блоке Е, было обнаружено в августе 2011 г. при бурении скважины КЗ1В-1. Оценочная скважина КЗ1В-2 была пробурена в конце того же года, и обе скважины были переведены на тестовую добычу.

КЗ1В-1 продемонстрировала хорошие показатели, но добыча из скважины КЗ1В-2 продолжалась с очень высокой обводненностью. Группа планирует провести операции для увеличения дебита скважины КЗ1В-2, как только месторождение будет переведено на ППЭ. В 2013 году были проведены высококачественные съемки 3D, и в 2014 году было пробурено еще три скважины на месторождении. Скважины КЗ1В-5 и КЗ1В-4 были успешными, а КЗ1В-3 оказалась сухой. Две успешные скважины были переведены на Тестовую добычу в мае и июне 2014 года, суммированная производительность которых составила 300 б.нд. Результаты бурения скважины КЗ1В-5 в дополнение к результатам съемки 3D в течение 2013 года позволила Ryder Scott увеличить оцененные запасы по месторождению до 0.5 млн. б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г. Результаты успешной оценочной скважины КЗ1В-4 не включались в подсчет запасов Ryder Scott, т.к. она была пробурена после отчетного периода.

Группа считает, что есть перспектива увеличения подсчитанных запасов по этому месторождению и планирует перевести Кызылжар I Восточный на ППЭ в начале 2015 г. и на ППР в конце 2016 г.

### **Байчунас Западный**

Месторождение Байчунас Западный было обнаружено на блоке Е в сентябре 2012 г. при испытании скважины БЧ3-1 в нижнеюрском пласте. На месторождении была пробурена вторая скважина, в скважине БЧ3-2 отмечен газ в среднеюрском коллекторе, и обширные проявления в Триасовых песках, заполненных в пределах более чем 170-метрового интервала, но имеющих плохие коллекторские свойства, не показавшие промышленных притоков при первичных испытаниях. Оценочная скважина БЧ3-3, пробуренная в сентябре 2013 года, была сухой.

Текущий отчет Ryder Scott о подсчете запасов в размере 0.12 млн. баррелей нефти основывается только на данных по скважине БЧ3-1. Группа считает, что у месторождения есть потенциал дальнейшего повышения запасов и поэтому рассматривает бурение двух дополнительных скважин в конце 2015 года и возможность гидроразрыва пласта для улучшения дебита. Нефть, добытая с месторождения Байчунас Западный, будет перевозиться автоцистернами на Жана Макат для подготовки и реализации. В настоящее время планируется перевод Байчунас Западный на ППЭ в начале 2015 г. и на ППР в начале 2017 г.

### **Ескене Северный**

Ескене Северный является месторождением триасового возраста, открытым на блоке Е в декабре 2012 г. скважиной ЕСКС-1. Испытания начались в мае 2013 г., и добыча из скважины составляла до 25 баррелей нефти в день без воды. В декабре 2013 года в скважине ЕСКС-1 была проведена интенсификация посредством гидроразрыва пласта для улучшения дебита, но результаты были неудовлетворительными.

Группа рассматривает альтернативный подход к гидроразрыву пласта для повышения добычи как с ЕСКС-1, так и с ЕСКС-2, которая была пробурена в октябре 2013 г. Переход на стадию ППЭ зависит от успешных результатов гидроразрыва пласта на этих скважинах, и, в случае перехода, ожидается пробурить последующие оценочные скважины. В настоящее время Ryder Scott рассматривает все первоначальные запасы нефти в коллекторе на месторождении Ескене Северный в качестве условных ресурсов, которые зависят от успешных результатов гидроразрыва пласта в одной из скважин. Нефть с Ескене Северного доставлялась автоцистернами на Жамансор, но при промышленной эксплуатации будет отправляться на Жана Макат для переработки и последующей реализации

## **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗАПАСЫ**

### **Надсолевой потенциал**

В дополнение к непрерывной оценке месторождений, обнаруженных Группой до настоящего времени, которая включает существенное расширение месторождения Жана Макат, у Группы есть несколько потенциально новых задач по оценке лицензионной площади Блоков А и Е, при этом в настоящее время оцениваются данные по запасам в исторических скважинах, пробуренных в советское время. Как только будет сделано заключение о возможности возобновления добычи с этих скважин и бурения новых скважин, Группа обратится в Министерство Энергетики за разрешением на проведение этих оценочных работ.

### **Подсолевой потенциал**

В рамках рабочей программы по разведке, Группа получила разрешение завершить бурение скважины НУР-1 на перспективном объекте Эмба В и, в случае успеха на бурение скважины Куржем на объекте Эмба А. Перспективные объекты Эмба А и Эмба В имеют в совокупности средние потенциальные запасы без учета риска в объеме около 1.1. миллиарда баррелей нефтяного эквивалента и являются частью более крупного потенциального простирания аналогичных перспективных объектов. Оценка геологического шанса успеха скважины НУР-1 составляет 29%.

Невозможность завершения бурения скважины НУР-1 и достижения проектной глубины 7,250 метров летом 2012 года, явилась значительной неудачей для Группы. С тех пор было пройдено два значимых этапа, которые дали возможность полного понимания проблемы, с которыми столкнулась Группа во время бурения скважины в соляных пластах, и, которые помогут избежать этой проблемы при возобновлении бурения скважины НУР-1. Первый этап – тщательный анализ причин проблем, с которыми столкнулась Группа при бурении скважины, в рамках Технического круглого стола, проведенного с участием представителей правительственных органов Республики Казахстан в начале 2013 года. Второй этап - тщательное повторное проектирование конструкции скважины, проведенной Halliburton, которая дала заключение в соответствии с выводами Технического круглого стола, что нет никаких технических причин для того, чтобы скважина не была успешно вскрыта и пробурена до проектной глубины в 7,250 метров.

Испытание подсолевого потенциала контрактной территории остается одной из основных задач Группы, и существует высокая степень технической уверенности, что скважина может быть успешно пробурена до проектной глубины. При поддержке со стороны Правительства Казахстана, которое понимает, что исследование такого глубокого объекта имеет стратегическое значение, завершение бурения скважины НУР-1 практически достижимо. Для этого необходимо преодолеть два препятствия, которые дадут возможность Группе продвинуться в заканчивании скважины НУР-1. Во-первых, необходимо дополнительное финансирование в размере 20-25 млн. долл. США для завершения бурения скважины НУР-1, и при успешном бурении и коммерческого обнаружения желательнее пробурить следующую скважину. Во-вторых, с учетом того, что период разведки по Лицензии Группы по Блокам А и Е истекает в марте 2015 г., необходимо продление периода разведки для возможности заканчивания скважины НУР-1 и для последующего оценочного бурения, при обнаружении этой скважиной нефти. Разумеется, такое продления также сделало бы инвестирование в бурение НУР-1 более привлекательным для сторонних инвесторов.

Геомеханическое исследование скважины, проведенное компанией Halliburton для повторной оценки проектных параметров скважины, было завершено в июне 2013 г., и были подготовлены концептуальная конструкция скважины и пересмотренная программа бурения. Предполагается, что существующий ствол скважины будет использован до глубины примерно в 5,300 метров, где будет вырезано окно в существующей обсадке, и бурение новой скважины будет производиться от этой точки. Новая программа отличается от первоначальной тем, что в ней будет применяться раствор более высокой плотности и использоваться “расширяемые хвостовики” для создания возможности схватывания и дополнительной защитной обсадной колонны на случай, если в скважине опять возникнут какие-либо осложнения.

Max Petroleum подписала протокол о намерениях с Halliburton, по которому последняя будет руководить повторным вскрытием скважины НУР-1 от имени Группы, тем самым в этом сложном и крайне перспективном проекте будет использован их технический опыт. План возобновления бурения, разработанный компанией Halliburton, был представлен в проектный институт КаспийМунайГаз в мае 2014 г. и проходит в настоящий момент процесс получения утверждений, необходимых до завершения бурения скважины НУР-1 до проектной глубины.

Независимо от обязательства Группы завершить бурение скважины НУР-1, бурение зависит от наличия дополнительного финансирования в размере 20-25 млн. долл. США, а также успешного получения продления лицензии после истечения текущего срока в марте 2015 г. Даже, если бы финансирование было доступно в ближайшем будущем, принимая во внимание истечение срока лицензии по разведке, заканчивание скважины к марту 2015 года является нереалистичным, с учетом времени, которое потребуются для поиска соответствующей буровой установки и время для бурения и заканчивания. Также нет гарантии, что Группа получит продление лицензии после марта 2015 г. для заканчивания НУР-1.

Если Подписка AGR Energy не будет завершена и приблизительно 62.5 млн. долл. США не будут инвестированы в Группу, директорам придется сделать оценку возможного обесценения своих подсолевых активов. При таком сценарии, столкнувшись с неопределенностью в отношении финансирования и соответствующего продления лицензии после марта 2015 г. наиболее разумным действием было бы провести разовое списание расходов по полному обесценению балансовой стоимости НУР-1 и соответствующих расходов по разведке. При таких обстоятельствах, Группа по всей вероятности провела бы расходы по неденежному обесценению на сумму 113 млн. долл. США. Эти расходы не повлияли бы на результаты за год, завершившийся 31 марта 2014 г., но были бы признаны в финансовом отчете за год, завершившийся 31 марта 2015 г. Поэтому успешное завершение Подписки является основным суждением в продолжении признания затрат в размере 113 млн. долл. США, относящихся к подсолевым активам Группы, в балансовом отчете на 31 марта 2014 г. и впоследствии.

Завершение буровых работ на скважине и оценка этого многообещающего объекта является первоочередным для Группы. Принимая во внимание трансформационный потенциал глубокого подсолевого обнаружения, Группа считает реалистичным привлечение необходимого финансирования и продление лицензии, которая ей требуется для завершения бурения скважины НУР-1.



## ЛИКВИДНОСТЬ И КАПИТАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

---

Группа финансирует свою деятельность по оценке и разработке, комбинируя использование наличных денежных средств, движение денежных средств от реализации добытой сырой нефти, займов по Кредиту, полученному от Сбербанка («Кредит Сбербанка») и дополнительных заемных или акционерных средств, по мере необходимости.

У Группы есть восемь надсолевых месторождений, два из которых находятся на стадии ППР (Жана Макат и Боркылдакты), одно месторождение в периоде ППЭ (Асанкеткен), а оставшиеся месторождения на различных стадиях оценки и разработки. По мере продолжения оценки и разработки, обнаруженные месторождения переводятся со стадии Тестовой добычи на ППЭ, в течение которой появляется возможность возобновления непрерывной добычи, после чего они переводятся со стадии ППЭ на стадию ППР, при которой 80% добытой нефти можно реализовывать на экспортных рынках по значительно более высокой цене за баррель. В настоящее время Группа добывает приблизительно 3,400 бнд с месторождений, находящихся на стадии непрерывной добычи (Жана Макат, Боркылдакты и Асанкеткен), доход от которых составляет более 8 миллионов долларов США в месяц. Группа оценивает, что суммарная производительность скважин, пробуренных на месторождении Сагиз Западный, будет свыше 1,000 бнд, на основании достигнутого дебита скважин до момента, когда некоторые были остановлены в начале 2014 г. по причине завершения стадии Тестовой добычи. В настоящее время готовится проект пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный для предоставления в Министерство Энергетики. По оптимистичным оценкам Компании, перевод месторождения Сагиз Западный на ППР состоится во 2-м квартале 2015 г., что позволит начать непрерывную добычу с этого месторождения. До тех пор Группа ожидает, что общий объем добычи в среднем составит около 3,400 б.н.д. из скважин, пробуренных на данный момент. Директора считают, что перевод месторождения Сагиз Западный на стадию ППР и начало непрерывной добычи с этого месторождения являются важным этапом для Группы, и Совет директоров прилагает все усилия для ускорения получения всех необходимых для этого официальных согласований в максимально сжатые сроки.

Группа осуществляет инициативу значительного сокращения затрат для снижения своих административных расходов. Данное мероприятие связано с переходом Группы с разведки и разработки на промышленную добычу и нацелено на максимальное увеличение притока денежных средств и снижение корпоративных накладных расходов, включая сокращение штата офиса в Лондоне и закрытие офиса в Хьюстоне, запланированное на 3 квартал 2014 г. Ожидается, что меры по сокращению затрат приведут к экономии ежегодных административных расходов на сумму приблизительно 4 миллиона долларов США.

На 19 августа 2014 г. остаток основного долга Группы по Кредиту Сбербанка составляет 85.9 миллионов долларов США. На 31 марта 2014 г., Группа имела технические нарушения по определенным банковским ковенантам, связанным с производственными показателями добычи и запасов. Соответственно вся сумма кредита была классифицирована в текущих обязательствах балансового отчета Группы. В настоящее время Группа работает со Сбербанком по пересмотру ковенантов по добыче и запасам для отражения сниженных показателей общих запасов Группы по категории 2P в объеме 9.5 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г., основанных на оценке Ryder Scott. Группа осуществляет все причитающиеся платежи по вознаграждению и основному долгу по Кредитному соглашению Сбербанка по графику и без просрочек.

После начала ППЭ на месторождении Сагиз Западный, которое ожидается во 2-м квартале 2015 г., по оценке Группы до конца 2016 календарного года необходимы будут дополнительные капитальные затраты для разработки данного месторождения на сумму приблизительно 20 миллионов долларов США, что будет включать в себя бурение 13 дополнительных скважин и строительство вспомогательных объектов и инфраструктуры для перевода месторождения на ППЭ. Кроме того, после начала периода промышленной разработки месторождения Сагиз Западный, ожидаемого в 2017 г., в бюджете предусмотрено еще 10 миллионов долларов США капитальных затрат для последующей эксплуатации месторождения. Разработка месторождения Сагиз Западный будет способствовать тому, что месторождение станет существенным производственным активом. Группа подсчитала, что для разработки других надсолевых месторождений, включая бурение отдаленной оценочной скважины ЖМА-Е8 для потенциального расширения месторождения Жана Макат на юго-восток, до 31 декабря 2016 г. ей потребуется дополнительно 18 миллионов долларов США. В случае успешных результатов на ЖМА-Е8, потребуются дополнительные капитальные затраты для разработки расширенного участка для перевода его на этап ППР. Трудно точно определить потребность в будущих капитальных затратах и которые существенно зависят от непрерывной оценки имеющихся надсолевых обнаружений Группы.

Группа намеревается финансировать данную программу капиталовложений в надсолевые месторождения, используя денежные средства, полученные от операционной деятельности. Тем не менее, если Группа продолжит запланированную программу, как изложено выше, Директора подсчитали, что им потребуются дополнительные финансовые средства в размере до 5 миллионов долларов США до 31 декабря 2014 г. и еще до 10 миллионов долларов США в течение 2015 календарного года.

В мае 2013 г. Группа получила согласование казахстанских регулирующих органов на продление периода разведки по Лицензии на Блоки А и Е, которое позволяет Группе закончить бурение подсолевой скважины НУР-1 на перспективном объекте Эмба В до марта 2015 года. Продление также дает возможность Группе пробурить скважину Куржем на перспективном объекте Эмба А, в случае успешного бурения НУР-1. По оценке Группы, для завершения бурения скважины НУР-1 потребуется дополнительно около 20-25 миллионов долларов США, которые не будут выделяться из имеющихся финансовых ресурсов. Принимая во внимание время, необходимое для приобретения соответствующей буровой установки и завершения бурения скважины НУР-1, потребуется продление лицензии после истечения текущего разрешения в марте 2015 г.

Вливание капитала в размере 62.5 млн. долл. США через Подписку AGR Energy предоставит возможность Группе финансировать программу капиталовложений по разработке своих надсолевых месторождений и максимально увеличить запасы и добычу. Кроме этого, это позволило бы Max Petroleum укрепить свою позицию в привлечении финансовых и технических партнеров для завершения работ по бурению подсолевой скважины НУР-1 и продлению периода разведки по лицензии на недропользование на Блоках А и Е в западном Казахстане, что позволит иметь больше времени для добурирования скважины НУР-1, и, в случае успешного результата, также скважины Куржем. Подписка зависит от некоторых условий, включая утверждение акционерами и получение официального разрешения от Правительства Казахстана.

Риск неполучения необходимых согласований для завершения Подписки создает неопределенность получения Группой выручки от Подписки в размере 62.5 млн. долл. США. В случае неполучения необходимых согласований и не завершения Подписки (или аналогичного вливания), существует неопределенность в отношении наличия дополнительного заемного или долевого финансирования. Далее Группе необходимо произвести последующее погашение основной суммы по Кредиту Сбербанка в сумме 13,1 млн. долл. США до 31 марта 2015 г. включая 3.1 млн. долл. США в сентябре 2014 г., 3.3 млн. долл. США в декабре 2014 г. и 6.7 млн. долл. США в марте 2015 г. Последующее погашение основной суммы составляет 6.6 млн. долл. США ежеквартально до ноября 2017 г. В случае отсутствия дополнительного финансирования, предполагается, что из-за финансовых ограничений Группе придется приостановить программу капиталовложений, чтобы продолжать выполнять свои обязательства по Кредиту Сбербанка. На основании прогноза движения денежных средств Группы и допуская приостановление программы капиталовложений, директора считают, что Группа сможет продолжать выплачивать проценты и основную сумму по Кредиту Сбербанка своевременно. Тем не менее, эти факты должны основываться на выполнении сроков и планов, некоторые из которых, несмотря на то, что директора считают обоснованными, напрямую не зависят от Группы. В случае существенной отсрочки или невыполнения показателей добычи или поступлений, денежных ресурсов Группы может оказаться недостаточно.

На основе прогнозов Группы своих денежных потоков, по мнению директоров, существует обоснованное ожидание, что Группа будет продолжать свою операционную деятельность в обозримом будущем, учитывая комбинацию ее текущего и ожидаемого в будущем уровня добычи, соответствующих потоков денежных средств, заемных средств от Кредита Сбербанка и прочих источников заимствования и выпуска капитала. Вследствие этих причин, директора продолжают применять принцип непрерывности деятельности в учете при подготовке данной годовой финансовой отчетности.

### РЕЗУЛЬТАТЫ ЗА ГОД

Группа отразила убыток в размере 76.8 млн. долл. США или 0.04 долл. США за простую акцию за год, завершившийся 31 марта 2014 г., в сравнении с убытком в 10.1 млн. долл. США или 0.01 долл. США за простую акцию в течение предыдущего года. Убыток включает расходы по неденежному обесценению разведочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США. За данный год не было выплачено или предложено никаких дивидендов (2013 г.: дивиденды не выплачивались).

#### Выручка

Выручка Группы составила 100.4 млн. долл. США от продажи приблизительно 1,370,000 баррелей сырой нефти, добытой в течение года, или 73.29 долл. США за баррель (2013 г.: 93.3 млн. долл. США от продажи 1,234,000 баррелей сырой нефти или 75.64 долл. США за баррель). Объем экспортных продаж Группы составил 728,000 баррелей сырой нефти, что принесло выручку в размере 75.4 млн. долл. США или 103.49 долл. США за баррель (2013 г.: 620,000 баррелей сырой нефти с выручкой в размере 64.1 млн. долл. США или 103.51 долл. США за баррель). Общий объем продаж на внутреннем рынке Группы составил 642,000 баррелей сырой нефти, что принесло выручку в размере 25,1 млн. долл. США или 39.04 долл. США за баррель (2013 г.: 614,000 баррелей сырой нефти с выручкой в размере 29.2 млн. долл. США или 47.54 долл. США за баррель).

Объем выручки от продаж вырос на 8% и составил 100.4 млн. долл. США (2013 г.: 93.3 млн. долл. США) в результате 11% увеличение объема продаж было частично компенсировано более низкими ценами, полученными от продаж на внутреннем рынке. В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г. Группа пробурила пять эксплуатационных скважин и завершила установку системы сбора в южной части месторождения для соединения с новыми скважинами, что способствовало увеличению среднесуточной добычи с месторождения с 2,100 б.н.д. в течение года, завершившегося 31 марта 2013 г. до 2,500 б.н.д. в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г. Группа также увеличила добычу с месторождения Асанкеткен после перевода на этап ППЭ в мае 2013 г., что дало возможность вести непрерывную добычу с этого месторождения.

Добыча с обнаруженных месторождений Группы, находящихся на стадиях тестовой добычи и ППЭ, может реализовываться только на внутреннем рынке до момента, пока определенное месторождение не будет переведено на ППР. Утверждение ППР дает Группе право реализовывать 80% добытой нефти на экспорт, что позволяет Группе продавать сырую нефть по более высокой цене за баррель. При реализации на экспорт возникают рентный налог на экспорт, экспортная таможенная пошлина, более высокие налог на добычу полезных ископаемых и транспортные расходы, но ожидается, что чистая выручка от реализации нефти после выплаты налогов будет на 15-25 долл. США за баррель выше сопоставимой реализации на внутреннем рынке

#### Себестоимость реализации

Себестоимость реализации увеличилась на 12% с 70.1 млн. долл. США или 56.87 долларов за баррель за год, завершившийся 31 марта 2013 г., до 78.9 млн. долл. США или 57.56 долларов за баррель за год, завершившийся 31 марта 2014 г. Себестоимость реализации с учетом расходов на износ, истощение и амортизацию составили 24.8 млн. долл. США (2013 г.: 21.8 млн. долл. США). Себестоимость реализации без учета расходов на износ, истощение и амортизацию составила 54.0 млн. долл. США или 39.44 долл. США за баррель (2013 г.: 48.3 млн. долл. США или 39.17 долл. США за баррель). В эту сумму входят расходы по добыче в размере 12.2 млн. долл. США или 8.87 долл. США за баррель (2013 г.: 11.6 млн. долл. США или 9.42 долл. США за баррель) расходы по продаже и транспортировке в размере 14.8 млн. долл. США или 10.78 долл. США за баррель (2013 г.: 14.3 млн. долл. США или 11.55 долл. США за баррель) и налоги на добычу и продажу углеводородного сырья в сумме 27.1 млн. долл. США или 19.79 долл. США за баррель (2013 г.: 22.4 млн. долл. США или 18.19 долл. США за баррель). В налоги входят рентный налог на экспорт, экспортная таможенная пошлина и налог на добычу полезных ископаемых. В апреле 2013 г. экспортная таможенная пошлина возросла с 40 до 60 долларов за тонну нефти, увеличение составило 2.70 за баррель нефти. С 31 марта 2014 г. применимая ставка увеличилась до 80 долларов за тонну.

При расчете за баррель, расходы по добыче и расходы по реализации и транспортировке снизились на 6% и 7%, соответственно, так как ряд операционных инициатив по снижению затрат, внедренных в течение года, стали отражаться на результатах деятельности Группы. Эти инициативы включают снижение расстояния, т.к. нефть с месторождения Асанкеткен транспортируется автоцистернами до ближайшего нефтеналивного терминала и снижение затрат по перевозке воды за счет установки сооружений по утилизации воды на месторождении Асанкеткен для воды, извлеченной во время добычи нефти. В предстоящем году ожидается последующее снижение транспортных расходов после ввода в эксплуатацию нового нефтепровода и терминала в июне 2014 г., которое соединит месторождение Жана Макат с региональным нефтепроводом на расстоянии около 10 км.

После вычета себестоимости реализованной нефти валовая прибыль составила 21.6 млн. долл. США или 15.73 долл. США за баррель (2013 г.: 23.2 млн. долл. США или 18.77 долл. США за баррель).

#### **Обесценение надсолевых разведочных активов**

В результате завершения бурения скважин по надсолевой разведке и проведения обширной программы оценочного бурения в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа на настоящий момент практически оценила надсолевой потенциал Блоков А и Е, и может определить возмещаемость стоимости соответствующего разведочного и оценочного актива в размере 64.6 млн. долл. США на 31 марта 2014 г. Этот актив по разведке и оценке связан с историческими затратами на оценку надсолевых объектов, включая затраты на приобретение Лицензии, на проведение сейсмических работ 3D, геологических и геофизических исследований и капитализированные проценты. Учитывая завершение надсолевого разведочного бурения, запасы на 31 марта 2014 г. по категории 2P в размере 9.5 млн.б.н.э. в соответствии с оценкой компетентного лица Группы, Ryder Scott, а также ограниченный оставшийся потенциал роста надсолевых запасов, Группа провела проверку на обесценение актива по разведке и оценке на сумму 64.6 млн. долл. США, отнесенных на стоимость таких надсолевых активов.

Учитывая множество факторов неопределенности, с которыми сталкивается Группа, в том числе Подписку, которая зависит от определенных условий, а также текущий недостаток финансирования, вызвавший временную приостановку капитальных затрат, необходимых для увеличения запасов и добычи на надсолевых месторождениях, по мнению директоров, нецелесообразно далее отражать стоимость разведочного актива на сумму 64.6 млн. долл. США, связанных с надсолевыми месторождениями, в балансовом отчете. В результате, Группа признала неденежное обесценение ее надсолевых разведочных и оценочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США в своей финансовой отчетности за год, завершившийся 31 марта 2014 г.

#### **Расходы по реструктуризации**

Группа создала резерв по реструктуризации на сумму 3.8 миллиона долларов США по состоянию на 31 марта 2014 г. на издержки по выходным пособиям и другим промежуточным расходам, связанным с различными мерами по снижению затрат. Сюда входит закрытие офиса Компании в Хьюстоне, сокращение размера и снижение затрат офиса Компании в Лондоне, и сокращение старшего руководящего и административного персонала по всей операционной деятельности Группы.

#### **Убыток от основной деятельности**

Убыток от основной деятельности Группы за год составил 65.8 млн. долл. США (2013 г.: 1.2 млн. долл. США) после списания убытков от неденежного обесценения в размере 64.6 млн. долл. США, вычета административных расходов в размере 14.9 млн. долл. США (2013 г.: 17.3 млн. долл. США), в том числе расходы по выплатам долевыми инструментами в размере 2.7 млн. долл. США (2013 г.: 3.6 млн. долл. США) и расходы по разведке и оценке в размере 4.1 млн. долл. США (2013 г.: 7.0 млн. долл. США), в том числе затраты по бурению сухих скважин в размере 1.5 млн. долл. США и списание бурового оборудования на сумму 2.2 млн. долл. США. Убыток от основной деятельности Группы включает совокупный износ, истощение и амортизацию в размере 25.1 млн. долл. США (2013 г.: 22.1 млн. долл. США).

Откорректированная EBITDA, которая определяется как прибыль/(убыток) от операционной деятельности до вычета расходов по износу, истощению и амортизации, расходов по выплатам долевыми инструментами, расходов по разведке и оценке, расходов по реструктуризации и убытков от обесценения, увеличилась на 9% с 31.5 млн. долл. США в течение года, завершившегося 31 марта 2013 г., до 34.5 млн. долл. США в течение текущего финансового года. Это в первую очередь отражает увеличение добычи и объема продаж в течение года.

## **Налогообложение**

Расходы по подоходному налогу за отчетный год составили 5.1 млн. долл. США, включая расходы по отсроченному налогу в размере 4.4 млн. долл. США и текущему налогу в размере 0.7 млн. долл. США (2013 г.: отсроченный налог составил 4.9 млн. долл. США и текущий налог - 0.1 млн. долл. США).

Расходы по текущему налогу в размере 0.7 млн. долл. США связаны с уведомлениями по уплате налогов Казахстанскими налоговыми органами за налоговые годы, завершившиеся 31 декабря 2007 и 2008 гг. Несмотря на то, что Группа считает, что уведомления по уплате налогов являются необоснованными, и в настоящее время обжалует их в соответствующих налоговых органах и в судах, на сегодняшний день, в соответствии с решением судов, Компания полностью выплатила требование по 2007 году и частично по 2008 г. Группа признала обязательства в настоящем финансовом отчете по ожидаемым расходам в случае, если жалоба будет отклонена. Совокупный расход, признанный в настоящем финансовом отчете, составляет 1.8 млн. долл. США, который состоит из суммы налога в размере 0.7 млн. долл. США, пени в размере 0.7 млн. долл. США и штрафа в размере 0.4 млн. долл. США, учтенных в расходах по подоходному налогу, финансовых расходах и административных расходах, соответственно.

До учета обесценения надсолевых разведочных и оценочных активов Группы в размере 64.6 млн. долл. США, Группа признала расходы по отсроченному налогу в сумме 9.6 млн. долл. США, в том числе 6.8 млн. долл. США, связанных с влиянием девальвации казахстанского тенге на предстоящие налоговые вычеты по основным средствам и перенесенным убыткам от налогообложения. Обесценение по отсроченному налогу составило 4.5 млн. долл. США, что привело к чистым расходам по отсроченному налогу за год в размере 5.1 млн. долл. США.

Чистые обязательства Группы по отсроченному налогу в размере 9.2 млн. долл. США возникают по причине превышения налоговых амортизационных отчислений по затратам на проведение разведки и оценки, нефтегазовых промысловых активов, основных средств над расходами по износу, истощению и амортизации, начисленными в финансовом отчете.

## **ФИНАНСИРОВАНИЕ И СТРУКТУРА КАПИТАЛА**

### **Движение денежных средств**

Движение чистых денежных средств от операционной деятельности составило 34.0 млн. долл. США (2013 г.: 40.4 млн. долл. США) и включает чистые поступления от добычи и продажи сырой нефти, за минусом общих и административных расходов Группы. До учета изменений в оборотном капитале, движение денежных средств от операционной деятельности составило 34.9 млн. долл. США (2013 г.: 31.5 млн. долл. США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 47.6 млн. долл. США (2013 г.: 46.4 млн. долл. США), и, главным образом, относятся к капитальным затратам Группы в рамках реализации программ по разведке, оценке и разработке месторождений, включающих бурение 35 надсолевых скважин.

Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 13.1 млн. долл. США (2013 г.: 6.4 млн. долл. США), включая поступления по Кредиту Сбербанка на сумму 25.4 млн. долл. США, за минусом погашения кредита на сумму 2.0 млн. долл. США и процентов и финансовых расходов на сумму 10.3 млн. долл. США (2013 г.: 66.6 млн. долл. США поступлений по заимствованиям, за минусом 50.0 млн. долл. США погашение задолженности Masquarie, 3.4 млн. долл. США, которые были выплачены Держателям Облигаций, 1.0 млн. долл. США расходов на привлечение займа и 5.8 млн. долл. США в виде финансовых расходов).

На 31 марта 2014 г. остаток неограниченных для распоряжения денежных средств Группы составил 0.5 млн. долл. США (2013 г.: 1.8 млн. долл. США).

## **Займы**

В декабре 2012 г. Группа заключила новое кредитное соглашение под обеспечение на сумму 90 млн. долл. США с ДБ АО «Сбербанк» («Кредит Сбербанка») в рамках комплексной реструктуризации своего долга, включающей рефинансирование предыдущего кредита, предоставленного банком «Masquarie Bank Limited» («Masquarie» и «Кредит Masquarie») и реструктуризацию конвертируемых облигаций («Облигации»). В августе 2013 г. Группа получила согласование Казахстанских регулирующих органов, и оставшиеся Облигации, балансовая стоимость которых составила 26.7 млн. долл. США, были конвертированы в простые акции Компании.

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа получила оставшуюся сумму по Кредиту Сбербанка для финансирования программы капиталовложений по оценке и разработке надсолевых месторождений. В марте 2014 г. Группа начала ежеквартальные амортизационные платежи по Кредиту Сбербанка, срок которого истекает в ноябре 2017 г.

С 30 сентября 2013 г. у Группы были технические нарушения по определенным банковским ковенантам, связанными с производственными показателями добычи и запасов. В настоящее время Группа работает со Сбербанком по пересмотру этих ковенантов по добыче и запасам для отражения сниженных показателей общих запасов Группы по категории 2P в объеме 9.5 млн.б.н.э. по оценке Ryder Scott на 31 марта 2014 г.

Группа осуществляет все причитающиеся платежи по вознаграждению и основному долгу по Кредитному соглашению Сбербанка по графику и без просрочек.

## **Акционерный капитал**

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Компания выпустила 357,571,134 простых акций в результате обязательного конвертирования оставшихся Облигаций и начисленных процентов по акциям по стоимости 5 пенсов каждая. Выпущенный акционерный капитал после этого распределения составил 2,175,305,483 простых акций с наделенным правами голоса (один голос за акцию).

## **Опционы на акции**

На 31 марта 2014 г. было выпущено 194.5 миллионов опционов со средневзвешенной ценой исполнения 7.2 пенса (2013 г.: 210.3 миллионов опционов со средневзвешенной ценой 7.5 пенсов).

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., вследствие прекращения трудового договора в качестве мер по сокращению затрат, было аннулировано 8.7 миллионов опционов, не подлежащих исполнению и принадлежавших уволившимся работникам, и в последующем 16.3 миллиона опционов, не подлежащих исполнению будут аннулированы после 31 марта 2014 г. по мере увольнения работников Группы. Кроме того, в случае неисполнения в течение 12 месяцев с даты увольнения истекает срок 4.7 миллионов опционов, подлежащих исполнению и принадлежащих уволившимся работникам.

После 31 марта 2014 г. директорам, сотрудникам и определенным работникам Компании было предоставлено 89 миллионов дополнительных опционов по новым акциям Группы 27 мая 2014 г. по цене исполнения 1.2 пенса за акцию, из которых одна треть подлежит исполнению в равных количествах в первый, второй и третий год с даты предоставления. Срок опционов составляет четыре года и срок по любому неисполненному опциону истекает 27 мая 2018 г.

## **КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ**

Капитальные затраты по методу начислений за год составили 59.4 млн. долл. США (2013 г.: 48.3 млн. долл. США), включая расходы на разведку и оценку в сумме 10.7 млн. долл. США (2013 г.: 31.0 млн. долл. США), расходы на разработку нефтегазовых промысловых активов в сумме 39.9 млн. долл. США (2013 г.: 13.8 млн. долл. США) и основные средства (имущество, машины и оборудование) в сумме 8.8 млн. долл. США (2013 г.: 3.5 млн. долл. США).

Расходы по разведке и оценке составили 10.7 млн. долл. США, в том числе расходы, связанные с бурением двух надсолевых разведочных скважин в течение года, в сумме 1.5 млн. долл. США, 1.9 млн. долл. США, связанных с непрерывным оценочным бурением на месторождении Ескене Северный и капитализированные финансовые расходы в сумме 6.0 млн. долл. США (2013 г.: 31.0 млн. долл. США, в том числе расходы, связанные с бурением подсолевой скважины НУР-1 в сумме 13.8 млн. долл. США, расходы, связанные с бурением 5 надсолевых разведочных скважин в течение года в сумме 9.2 млн. долл. США, и капитализированные финансовые расходы в сумме 7.1 млн. долл. США).

Расходы по разработке нефтегазовых промысловых активов в сумме 39.9 млн. долл. США включают затраты по бурению 33 надсолевых оценочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в течение года на сумму 33.4 млн. долл. США, а также капитализированные геолого-геофизические расходы в сумме 6.5 млн. долл. США (2013 г.: 13.8 млн. долл. США, в том числе затраты по бурению трех надсолевых оценочных и эксплуатационных скважин, а также капитализированные геолого-геофизические расходы в сумме 6.4 млн. долл. США).

Расходы в размере 8.8 млн. долл. США по основным средствам включают стоимость строительства нового терминала на Макате, нефтепровода с месторождения Жана Макат, системы сбора нефти в южной части месторождения Жана Макат для соединения новых скважин, а также установки по оценочной и тестовой добыче по всем надсолевым месторождениям Группы.

**MAX PETROLEUM PLC**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ**

За год, завершившийся 31 марта 2014 года  
(в тыс. долларов США)

	Примечание	Год, завершившийся 31 марта	
		2014 г.	2013 г.
Выручка	4	<b>100,430</b>	93,303
Себестоимость реализации	5	<b>(78,876)</b>	(70,147)
Валовая прибыль		<b>21,554</b>	23,156
Затраты по разведке и оценке		<b>(4,109)</b>	(7,008)
Убытки от обесценения	6	<b>(64,595)</b>	-
Расходы по реструктуризации	15	<b>(3,759)</b>	-
Административные расходы		<b>(14,886)</b>	(17,317)
Убыток от основной деятельности		<b>(65,795)</b>	(1,169)
Финансовые доходы	7	-	3,122
Финансовые расходы	8	<b>(5,914)</b>	(7,053)
Убыток до уплаты налогов		<b>(71,709)</b>	(5,100)
Расходы по подоходному налогу	9	<b>(5,083)</b>	(5,025)
<b>Убыток за год</b>	<b>10</b>	<b>(76,792)</b>	(10,125)
Убыток на акцию			
- Основной и разводненный (центы США)		<b>(3.8)</b>	(0.8)



**MAX PETROLEUM PLC**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ**

За год, завершившийся 31 марта 2014 года

(в тыс. долларов США)

	Год, завершившийся 31 марта	
	2014 г.	2013 г.
Убыток за год	<b>(76,792)</b>	(10,125)
Прочий совокупный доход	-	-
<b>Итого совокупный убыток за год</b>	<b>(76,792)</b>	(10,125)

**MAX PETROLEUM PLC**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БАЛАНСОВЫЙ ОТЧЕТ**

По состоянию на 31 марта 2014 года  
(в тыс. долларов США)

	Примечание	На 31 марта	
		2014 г.	2013 г.
<b>Активы</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Нематериальные активы — расходы по разведке и оценке	11	118,616	181,973
Нефтегазовые промышленные активы	12	103,309	77,041
Основные средства		25,412	18,965
Товарно-материальные запасы		768	3,534
Торговая и прочая дебиторская задолженность		6,525	5,871
Денежные средства с ограничением по снятию		3,318	2,790
		<b>257,948</b>	<b>290,174</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Товарно-материальные запасы	21	5,505	4,115
Торговая и прочая дебиторская задолженность	20	7,870	7,135
Денежные средства и эквиваленты денежных средств	22	527	1,793
		<b>13,902</b>	<b>13,043</b>
<b>Итого активы</b>		<b>271,850</b>	<b>303,217</b>
<b>Обязательства</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Займы	13	-	27,468
Обязательства по отсроченному налогу	14	9,234	4,884
Резервы под обязательства и другие затраты	15	5,900	4,012
		<b>15,134</b>	<b>36,364</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Кредиторская задолженность	16	37,862	30,385
Резервы под обязательства и другие затраты	15	3,759	-
Текущие налоговые обязательства		448	-
Займы	13	87,290	63,636
		<b>129,359</b>	<b>94,021</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>144,493</b>	<b>130,385</b>
<b>Чистые активы</b>		<b>127,357</b>	<b>172,832</b>
<b>Капитал и резервы</b>			
Акционерный капитал	17	8,219	8,162
Эмиссионный доход	18	456,516	427,968
Прочие резервы	19	103,525	100,813
Накопленный дефицит		(440,903)	(364,111)
<b>Итого собственный капитал</b>		<b>127,357</b>	<b>172,832</b>

**MAX PETROLEUM PLC**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В СОБСТВЕННОМ КАПИТАЛЕ**

За год, завершившийся 31 марта 2014 года  
(в тыс. долларов США)

	Примечание	Акционерный капитал	Эмиссионный доход	Прочие резервы	Накопленный дефицит	Итого собственный капитал
<b>Остаток на 31 марта 2012 г.</b>		<b>8,035</b>	<b>364,381</b>	<b>112,074</b>	<b>(368,819)</b>	<b>115,671</b>
Убыток за год		-	-	-	(10,125)	(10,125)
Прочий совокупный доход		-	-	-	-	-
<b>Итого совокупный убыток за год</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10,125)</b>	<b>(10,125)</b>
Выпуск акционерного капитала – Zhanros Drilling	17,18	14	6,980	-	-	6,994
Выпуск акционерного капитала – Реструктуризация Облигаций	13, 17, 18	113	56,607	-	-	56,720
Перевод резерва конвертируемых облигаций в накопленный дефицит	19	-	-	(14,833)	14,833	-
Выплаты долевыми инструментами – опционы на акции		-	-	3,572	-	3,572
		<b>127</b>	<b>63,587</b>	<b>(11,261)</b>	<b>14,833</b>	<b>67,286</b>
<b>Остаток на 31 марта 2013 г.</b>		<b>8,162</b>	<b>427,968</b>	<b>100,813</b>	<b>(364,111)</b>	<b>172,832</b>
Убыток за год		-	-	-	(76,792)	(76,792)
Прочий совокупный доход		-	-	-	-	-
<b>Итого совокупный убыток за год</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(76,792)</b>	<b>(76,792)</b>
Выпуск акционерного капитала - Реструктуризация Облигаций	13, 17, 18	57	28,548	-	-	28,605
Выплаты долевыми инструментами		-	-	2,712	-	2,712
		<b>57</b>	<b>28,548</b>	<b>2,712</b>	<b>-</b>	<b>31,317</b>
<b>Остаток на 31 марта 2014 г.</b>		<b>8,219</b>	<b>456,516</b>	<b>103,525</b>	<b>(440,903)</b>	<b>127,357</b>

В течение года промежуточные либо окончательные дивиденды не были ни выплачены, ни предложены.

**MAX PETROLEUM PLC**  
**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**

За год, завершившийся 31 марта 2014 года  
(в тыс. долларов США)

	Примечание	Год, завершившийся 31 марта	
		2014 г.	2013 г.
<b>Движение денежных средств по операционной деятельности</b>			
Денежные средства, полученные от / (использованные в) операционной деятельности	20	<b>33,984</b>	40,402
Выплаченный подоходный налог		<b>(285)</b>	(141)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) операционной деятельности		<b>33,699</b>	40,261
<b>Движение денежных средств по инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		<b>(7,652)</b>	(1,786)
Оплата расходов по разведке и оценке и нефтегазовых промысловых активов		<b>(39,413)</b>	(45,724)
Реализация бурового оборудования		-	1,831
Увеличение денежных средств с ограничением по снятию		<b>(528)</b>	(760)
Полученные проценты		-	9
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от инвестиционной деятельности		<b>(47,593)</b>	(46,430)
<b>Движение денежных средств по финансовой деятельности</b>			
Поступления от займов	13	<b>25,402</b>	66,616
Погашение займов	13	<b>(2,025)</b>	(53,366)
Затраты по привлечению займов	13	-	(1,003)
Выплаченные проценты и финансовые расходы		<b>(10,305)</b>	(5,828)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности		<b>13,072</b>	6,419
<b>Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и эквивалентов денежных средств</b>			
Воздействие обменных курсов на денежные средства и эквиваленты денежных средств		<b>(822)</b>	250
Денежные средства и эквиваленты денежных средств на начало года		<b>(444)</b>	(58)
Денежные средства и эквиваленты денежных средств на начало года		<b>1,793</b>	1,601
<b>Денежные средства и эквиваленты денежных средств на конец года</b>		<b>527</b>	1,793

## **MAX PETROLEUM PLC** **ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ**

За год, завершившийся 31 марта 2014 года

### **1. Общие сведения**

Max Petroleum Plc («Max Petroleum» или «Компания») и ее дочерние компании (вместе — «Группа») занимаются разведкой, разработкой и добычей нефти и газа в Республике Казахстан. Группа имеет права на разведку и добычу на двух наземных блоках в Прикаспийском бассейне западного Казахстана — Блоки А и Е (далее «Лицензия») площадью более 12 455 км<sup>2</sup>.

Компания является публичной компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной и находящейся в Великобритании, зарегистрированной на Рынке Альтернативных Инвестиций («РАИ») и на Казахстанской Фондовой Бирже («KASE»). Адрес зарегистрированного офиса: Fourth Floor, Ergon House, Dean Bradley Street, London, SW1P 2AL, United Kingdom.

### **2. Основа подготовки и предоставления финансовой информации**

#### *Основа ведения бухгалтерского учета*

Хотя настоящая финансовая отчетность подготовлена согласно критериям признания и оценки в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности, утвержденными Европейским Союзом (МСФО, утвержденные ЕС), данная публикация не содержит достаточной информации, требуемой МСФО, утвержденными ЕС.

Настоящая финансовая отчетность, приведенная в данной публикации, не представляет неконсолидированный финансовый отчет Компании за годы, завершившиеся 31 марта 2014 г. и 2013 г., но она была подготовлена на основе таковой. Неконсолидированный финансовый отчет Компании за 2013 год был предоставлен в Registrar of Companies, а подобный отчет за 2014 год будет предоставлен после Годового Общего Собрания Акционеров Компании. Аудиторы предоставили свои заключения по этим финансовым отчетам: их заключения были без негативных оговорок и не содержали положений по s498 (2) либо (3) Companies Act 2006. Аудиторское заключение по финансовому отчету за 2014 г. не содержит оговорок, но обращает особое внимание на наличие существенной неопределенности и значительного сомнения в том, что Компания будет иметь возможность продолжать свою операционную деятельность в обозримом будущем на основе принципа непрерывности деятельности (см. примечание 3 для дальнейшей информации). Аудиторское заключение по финансовому отчету за 2013 г. не содержало такого пункта.

### **3. Принцип непрерывности деятельности**

Операционная деятельность Группы, а также факторы, которые вероятнее всего повлияют на ее будущее развитие, производственные показатели и положение, изложены в главе «Стратегический отчет» в данной публикации. Финансовое положение Группы, ее денежные потоки, ликвидность и заемные средства описаны в главе «Ликвидность и капитальные ресурсы» в данной публикации.

Как изложено в Стратегическом отчете, Группа разработала обширный план по коммерческой разработке своих надсолевых месторождений с целью максимального увеличения запасов, добычи и движения денежных средств. Однако, для финансирования запланированных работ по оценке и разработке надсолевых месторождений, по оценке директоров, необходимы дополнительные средства в размере 5 миллионов долларов США до 31 декабря 2014 г. и еще до 10 миллионов долларов США в течение календарного 2015 года. В результате, в настоящее время Группа приостановила оценочное и эксплуатационное бурение скважин, чтобы выполнять свои обязательства по Кредиту Сбербанка (см. примечание 13).

На основе модели движения денежных средств Группы и учитывая приостановку капитальных затрат, директора ожидают, что Группа сможет обслуживать выплаты по процентам и основному долгу по Кредиту Сбербанка в надлежащие сроки. Тем не менее, такие модели в обязательном порядке зависят от достижения сроков и целей, которые частично находятся вне прямого контроля Группы, хотя, по мнению директоров, и являются разумными. В случае задержек либо недостижения запланированных уровней добычи и доходов, это может привести к недостаточности денежных ресурсов в Группе.

Как указано в Примечании 13, Группа нарушила технические показатели в отношении определенных банковских ковенантов по уровням запасов и добычи на 31 марта 2014 г. Соответственно, вся сумма основного долга была классифицирована в состав текущих обязательств в балансовом отчете Группы.

В настоящее время Группа работает со Сбербанком по пересмотру ковенантов по добыче и запасам с целью отражения уменьшенных прогнозов Группы в отношении запасов по категории 2P, которые, по оценке Ryder Scott, составили 9.5 миллионов баррелей в нефтяном эквиваленте по состоянию на 31 марта 2014 г. Группа выплачивает процентное вознаграждение и основной долг по Кредиту Сбербанка без просрочек в надлежащие сроки.

Как изложено в Примечании 22, 4 августа 2014 г. Группа объявила об условной денежной подписке AGR Energy Limited No. 1 (далее «AGR Energy»), которая потенциально привлечет инвестиции в размере приблизительно 62.5 миллионов долларов США до вычета расходов (далее «Подписка»). Подписка предоставит возможность Группе финансировать инвестиционную программу по разработке своих надсолевых месторождений и максимально увеличить запасы и добычу. Подписка является условной и зависит от определенных условий, включая согласие акционеров Компании и получение согласований от Правительства Республики Казахстан. Риск неполучения согласований, необходимых для завершения Подписки, ведет к неопределенности получения Группой денежных средств по Подписке в размере приблизительно 62.5 миллионов долларов США. В случае неполучения необходимых согласований и незавершения Подписки (либо подобных инвестиций), существует неопределенность, что будут доступны дополнительные долговое либо акционерное финансирование.

По мнению директоров, комбинация этих обстоятельств представляет собой существенную неопределенность, которая вызывает значительное сомнение, что Группа продолжит свою операционную деятельность в обозримом будущем на принципе непрерывности деятельности.

При этом, исходя из прогнозов движения денежных средств Группы, директора считают, что сочетание ее текущей и предполагаемой будущей добычи и, как результат, поступление чистых денежных потоков от операционной деятельности, а также поступления по Кредиту Сбербанка и прочие потенциальные источники долгового и акционерного капитала, дают основания для разумного предположения о том, что Группа продолжит свою операционную деятельность в обозримом будущем. По этим причинам они продолжают применять принцип непрерывности деятельности в бухгалтерском учете при подготовке данной финансовой отчетности.

#### 4. Операционные сегменты

Руководство определило свои операционные сегменты на основании отчетов, рассмотренных директорами, в целях принятия решений о распределении ресурсов и оценки результатов. По мнению директоров, операции Группы включают один операционный сегмент: разведку и разработку нефти и газа и связанную с этим деятельность. Все активы и обязательства, доходы и расходы Группы относятся к этому сегменту.

##### *Географическая информация*

Группа осуществляет деятельность в трех географических регионах. Головной офис Группы находится в Лондоне (Великобритания), при этом операционная деятельность Группы полностью сосредоточена в Республике Казахстан и поддерживается техническим офисом в г. Хьюстон (США). В настоящее время Группа находится в процессе закрытия своего офиса в Хьюстоне (примечание 15).

##### *Выручка*

Вся выручка Группы от внешних клиентов извлекается из операций в Республике Казахстан следующим образом:

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Республика Казахстан — продажи на внутреннем рынке	25,070	29,195
Республика Казахстан — экспортные продажи	75,360	64,108
	<b>100,430</b>	<b>93,303</b>

Выручка, полученная от двух покупателей по отдельности, составляла более чем 10% от консолидированной выручки Группы и составила 75.4 млн. долл. США и 17.6 млн. долл. США, соответственно (за 2013 г.: реализация трем покупателям составила 53.4 млн. долл. США, 16.8 млн. долл. США и 10.7 млн. долл. США).

### Внеоборотные активы

Внеоборотные активы Группы по географическому положению распределяются следующим образом:

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Великобритания	22	20
США	-	10
Республика Казахстан	254,608	287,354
	<b>254,630</b>	<b>287,384</b>

### 5. Себестоимость реализации

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Операционные затраты	12,150	11,624
Продажа и транспортировка	14,771	14,253
Налог на добычу полезных ископаемых	4,508	3,911
Экспортная таможенная пошлина / рентный налог на экспорт	22,616	18,531
Износ, истощение и амортизация	24,831	21,828
	<b>78,876</b>	<b>70,147</b>

Себестоимость товарно-материальных запасов сырой нефти признается в качестве расхода и включается в себестоимость реализации в сумме 33.7 млн. долл. США (2013 г.: 30.3 млн. долл. США).

### 6. Убытки от обесценения

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Обесценение нематериальных активов – расходы по разведке и оценке (примечание 11)	64,595	-
	<b>64,595</b>	<b>-</b>

#### Обесценение надсолевого разведочного актива

В результате завершения бурения скважин по надсолевой разведке и проведения обширной программы оценочного бурения в течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа на настоящий момент практически оценила надсолевой потенциал Блоков А и Е, и может определить возмещаемость стоимости соответствующего разведочного и оценочного актива в размере 64.6 млн. долл. США на 31 марта 2014 г. Этот актив по разведке и оценке связан с историческими затратами на оценку надсолевых объектов, включая затраты на приобретение Лицензии, на проведение сейсмических работ 3D, геологических и геофизических исследований и капитализированные проценты. Учитывая завершение надсолевого разведочного бурения, запасы на 31 марта 2014 г. по категории 2P в размере 9.5 млн.б.н.э. в соответствии с оценкой компетентного лица Группы, Ryder Scott, а также ограниченный оставшийся потенциал роста надсолевых запасов, Группа провела проверку на обесценение актива по разведке и оценке на сумму 64.6 млн. долл. США, отнесенных на стоимость таких надсолевых активов.

Учитывая множество факторов неопределенности, с которыми сталкивается Группа, в том числе Подписку (примечание 22), которая подлежит утверждению акционерами и Правительством Республики Казахстан, а также текущий недостаток финансирования, вызвавший временную приостановку капитальных затрат, необходимых для увеличения запасов и добычи на надсолевых месторождениях, по мнению директоров, нецелесообразно далее отражать стоимость разведочного актива на сумму 64.6 млн. долл. США, связанных с надсолевыми месторождениями, в балансовом отчете. В результате, Группа признала обесценение ее надсолевых разведочных и оценочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США в своей финансовой отчетности за год, завершившийся 31 марта 2014 г.

## 7. Финансовые доходы

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Доход от прекращения признания конвертируемых облигаций (примечание 13)	-	924
Доход от прекращения признания Кредита Масquarie (примечание 13)	-	2,190
Доход в виде процентов на краткосрочных банковских вкладах	-	8
<b>Финансовые доходы</b>	<b>-</b>	<b>3,122</b>

## 8. Финансовые расходы

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Расходы по процентам:		
Проценты по Кредиту Масquarie (примечание 23)	-	3,249
Проценты по Кредиту Сбербанка (примечание 23)	<b>9,194</b>	1,651
Проценты по конвертируемым облигациям (примечание 23)	-	6,484
Проценты по РИК Нотам (примечание 23)	<b>1,137</b>	753
Отмена дисконта по резерву по ликвидации (примечание 15)	<b>339</b>	238
Прочие затраты на финансирование	<b>1,271</b>	1,745
	<b>11,941</b>	14,120
За вычетом:		
Расходов по процентам, капитализированных в расходы по разведке и оценке	<b>(6,027)</b>	(7,067)
<b>Финансовые расходы</b>	<b>5,914</b>	<b>7,053</b>

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., прочие затраты на финансирование включают пению в сумме 0.7 млн. долл. США, связанные с уведомлением по трансфертному ценообразованию (примечание 9). В течение года, завершившегося 31 марта 2013 г., прочие затраты на финансирование включали 1.4 млн. долл. США комиссионного вознаграждения, связанного с рефинансированием займов Группы в декабре 2012 г.

Расходы по процентам в размере 6.0 млн. долл. США (2013 г.: 7.1 млн. долл. США) по общему заемному фонду в течение года капитализированы на стоимость квалифицируемых активов и рассчитаны с применением ставки капитализации 11% (2013 г.: 10%) к средним кумулятивным расходам по таким активам. Капитализированные затраты по займам включены в «Поступления» в статье Нематериальные активы - расходы по разведке и оценке.

## 9. Расходы по подоходному налогу

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Текущий налог:		
Текущий налог на прибыль за год	-	42
Корректировки за предыдущие периоды	<b>733</b>	99
Итого текущий налог	<b>733</b>	141
Отсроченный налог (примечание 14)	<b>4,350</b>	4,884
<b>Расходы по подоходному налогу</b>	<b>5,083</b>	<b>5,025</b>

Основная деятельность Группы сосредоточена в Республике Казахстан, где корпоративный подоходный налог (далее «КПН») взимается с налогооблагаемого дохода по ставке 20%. Налоги на добычу и продажу углеводородов учитываются в составе себестоимости реализации (см. примечание 5).



Налог на убыток Группы до уплаты налогов отличается от теоретической суммы, которая бы получилась при применении британской установленной законом ставки в размере 23% (2013 г.: 24%) к убытку Группы, следующим образом:

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Убыток до уплаты налогов	(71,709)	(5,100)
Налог, рассчитанный по ставке 23% (2013 г.: 24%)	(16,493)	(1,224)
Влияние более низких иностранных налоговых ставок	(427)	(858)
Условно начисленный доход в целях налогообложения	3,469	-
Расходы, невычитаемые в налоговых целях / необлагаемый доход	6,242	1,740
Корректировка предыдущих периодов	733	99
Изменение в непризнанном активе по отсроченному налогу	7,578	1,460
Переоценка отсроченного налога	6,095	3,808
Возмещение ранее непризнанных убытков по налоговому учету	(2,114)	-
Расходы по подоходному налогу	5,083	5,025

#### Уведомления по уплате налогов по трансфертному ценообразованию

Налоговые органы Республики Казахстан провели налоговые проверки дочерней компании Max Petroleum, ТОО «Самек Интернешнл», по вопросам трансфертного ценообразования за налоговые периоды, завершившиеся 31 декабря 2007 и 2008 гг. Несмотря на то, что Группа реализовывала сырую нефть по принципу независимости сторон несвязанным сторонам, налоговые органы поставили под сомнение отклонение между фактической ценой реализации, которую получила Группа, и рыночной ценой на тот момент. Это отклонение, в основном, появилось из-за транспортных расходов, оплаченных покупателем, но понесенных Группой при согласовании цены реализации. В результате налоговых проверок, Группа получила уведомления («Уведомления по уплате налогов по трансфертному ценообразованию») с требованием уплаты около 0.7 млн. долл. США и 1.3 млн. долл. США за 2007 и 2008 налоговые года, соответственно. Уведомления по уплате налогов по трансфертному ценообразованию включают корпоративный подоходный налог, налог на добычу полезных ископаемых, штрафы и пени.

Группа считает, что транспортные расходы, вычтенные покупателем, являются законными и не превышают разумные пределы, и, что Уведомления по уплате налогов по трансфертному ценообразованию являются необоснованными. В настоящее время Группа находится в процессе обжалования Уведомлений по уплате налогов по трансфертному ценообразованию в соответствующих налоговых органах и в судах. В соответствии с решением судов на сегодняшний день Компания полностью выплатила сумму уведомления по 2007 году и частично по 2008 г. Невыплаченная часть по 2008 году составляет 1.0 млн. долл. США, из которых 0.8 млн. долл. США отражена в настоящем финансовом отчете по состоянию на 31 марта 2014 г. Совокупный расход, признанный в настоящем финансовом отчете, составляет 1.8 млн. долл. США, который состоит из суммы налога в размере 0.7 млн. долл. США, пени в размере 0.7 млн. долл. США и штрафа в размере 0.4 млн. долл. США.

#### 10. Убыток за год

Убыток за год указан после занесения на счет:

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Убыток/(доход) от курсовой разницы	509	(162)
Затраты на персонал, за вычетом капитализации	12,862	10,747
Платежи по операционной аренде	2,560	2,391
Износ, истощение и амортизация	25,091	22,080
Убытки от обесценения (примечание 6)	64,595	-
(Доход) от выбытия основных средств	-	(24)
Расходы по разведке и оценке	4,109	7,008
Вознаграждение аудиторов	663	510

Расходы по разведке и оценке за год, завершившийся 31 марта 2014 г., включают списание стоимости запасов бурового оборудования в размере 2.2 млн. долл. США. Расходы по разведке и оценке за год, завершившийся 31 марта 2013 г., включают убыток в размере 1.1 млн. долл. США от выбытия бурового оборудования.

## 11. Нематериальные активы — расходы по разведке и оценке

	Итого тыс. долл. США
<b>Стоимость</b>	
На 1 апреля 2012 г.	202,087
Поступления	31,001
Выбытие	(106)
Суммы, списанные на расходы по разведке и оценке	(5,942)
Перевод на нефтегазовые промысловые активы	(11,521)
Перевод на основные средства	(552)
Изменения в оценках резерва на ликвидацию	388
На 31 марта 2013 г.	215,355
Поступления	10,726
Выбытие	(240)
Суммы, списанные на расходы по разведке и оценке	(1,814)
Перевод на нефтегазовые активы	(83,954)
Изменения в оценках резерва на ликвидацию	215
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>140,288</b>
<b>Накопленная амортизация и обесценение</b>	
На 1 апреля 2012 г.	26,449
Амортизация за год	7,126
Выбытие	(90)
Перевод на нефтегазовые активы	(103)
На 31 марта 2013 г.	33,382
Амортизация за год	7,780
Убыток от обесценения	64,595
Выбытие	(131)
Перевод на нефтегазовые активы	(83,954)
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>21,672</b>
<b>Чистая балансовая стоимость</b>	
На 31 марта 2013 г.	181,973
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>118,616</b>

Расходы по разведке и оценке на 31 декабря 2014 г. включают актив по будущей ликвидации в сумме 0.6 млн. долл. США (2013 г.: 0.6 млн. долл. США).

Нематериальные разведочные и оценочные активы включают затраты по приобретению лицензии по Блокам А и Е, сбору и интерпретации сейсмических данных 3D, геологическим и геофизическим исследованиям, определению высококачественных поисковых объектов и тщательной подготовке двух разведочных активов: надсолевых и подсолевых запасов. Кроме того, разведочные и оценочные активы включают затраты на бурение разведочных скважин (на которых все еще проводится последующая геологическая и геофизическая оценка или предстоит определить рентабельность или технические условия), а также капитализированные расходы по процентам.

### *Надсолевые разведочные и оценочные активы*

В результате завершения бурения скважин по надсолевой разведке и проведения обширной программы оценочного бурения в течение года, закончившегося 31 марта 2014 г., Группа на настоящий момент практически оценила надсолевой потенциал Блоков А и Е и должна перенести часть расходов, связанных с разработкой разведочных надсолевых объектов, в нефтегазовые промысловые активы (примечание 12). Распределение исторических разведочных и оценочных расходов, не связанных напрямую с бурением, между надсолевыми и подсолевыми активами было произведено на основании оценки относительно ожидаемой ценности соответствующих активов на момент их разработки. Ожидаемые значения ценности включают в себя оценку риска по каждому активу. Результатом распределения является то, что исторические затраты на сумму 84.0 млн. долл. США, балансовая стоимость которых на 31 марта 2014 г. составляет 64.6 млн. долл. США за минусом накопленной амортизации, подлежат распределению на надсолевые активы Компании и переносу в состав нефтегазовых промысловых активов.

Согласно требованиям МСФО 6 при переносе расходов из разведочных и оценочных активов до осуществления такого переноса данные расходы необходимо проверить на предмет обесценения. Учитывая множество факторов неопределенности, с которыми сталкивается Группа, в том числе Подписку (примечание 22), которая подлежит утверждению акционерами и утверждению Правительством Республики Казахстан, а также текущий недостаток финансирования, вызвавший

временную приостановку капитальных затрат, необходимых для увеличения запасов и добычи на надсолевых месторождениях, по мнению директоров, нецелесообразно далее отражать стоимость разведочного актива на сумму 64.6 млн. долл. США, связанных с надсолевыми месторождениями, в балансовом отчете. В результате, Группа признала обесценение ее надсолевых разведочных и оценочных активов на сумму 64.6 млн. долл. США в финансовой отчетности за год, завершившийся 31 марта 2014.

#### *Подсолевые разведочные и оценочные активы*

Оставшаяся балансовая стоимость нематериальных разведочных и оценочных активов на сумму 118.6 млн. долл. США по состоянию на 31 марта 2014 г. в значительной степени зависит от результатов программы подсолевой разведки Группы. На каждую отчетную дату Группа должна проводить проверку на обесценение разведочных и оценочных активов. В эту проверку входят такие факторы, как истечение срока прав по разведочной площади или предстоящее истечение в ближайшем будущем без продления, планирование или составление бюджета по разведочным работам.

В виду ограничения финансирования, бурение подсолевой скважины НУР-1 было приостановлено с июля 2012 года, когда Группа столкнулась с высоким давлением при бурении соляного пласта. В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группа провела геомеханическое исследование для анализа наиболее удачного завершения бурения скважины НУР-1 и преодоления возможных технических проблем. По результатам исследования было сделано заключение о возможности завершения бурения с использованием существующего ствола скважины, при определенном изменении конструкции скважины.

Независимо от обязательства Группы завершить бурение скважины НУР-1, дальнейшая работа зависит от обеспечения дополнительного финансирования в размере 20-25 млн. долл. США и успешного продления лицензии, так как текущий срок истекает в марте 2015 г. Даже при организации финансирования в ближайшем будущем, принимая во внимание, что лицензия по разведке истекает в марте 2015 г., заканчивание скважины к марту 2015 г. является нереалистичным, учитывая время, которое потребуется для поиска соответствующей буровой установки и время для бурения и заканчивания. Также нет гарантии, что Группа получит продление лицензии после марта 2015 г. для заканчивания НУР-1.

Если Подписка AGR Energy (примечание 22) не будет завершена в виду невыполнения одного или более условий и по этой причине приблизительно 62.5 млн. долл. США не будут инвестированы в Группу, директорам придется рассматривать вопрос обесценения своих подсолевых активов. Столкнувшись с неопределенностью в отношении как финансирования, так и соответствующего продления лицензии после марта 2015 г., наиболее разумным действием было бы провести разовое списание расходов по полному обесценению балансовой стоимости НУР-1 и соответствующих расходов по разведке. Соответственно, при таких обстоятельствах Группа по всей вероятности отразила бы расходы по обесценению на сумму 113.0 млн. долл. США. Эти расходы не повлияли бы на результаты за год, завершившийся 31 марта 2014 г., но были бы признаны в финансовом отчете за год, завершившийся 31 марта 2015 г. Поэтому успешное завершение Подписки является основным суждением в продолжении признания затрат, относящихся к подсолевым активам Группы, в балансовом отчете на 31 марта 2014 г. и впоследствии.

## 12. Нефтегазовые промысловые активы

	Итого тыс. долл. США
<b>Стоимость</b>	
На 31 марта 2012 г.	91,987
Поступления	13,790
Выбытие	(11)
Перевод из расходов по разведке и оценке	11,521
Перевод на основные средства	(2,289)
Изменения в оценках резерва на ликвидацию	423
На 31 марта 2013 г.	115,421
Поступления	39,857
Выбытие	(96)
Перевод из расходов по разведке и оценке	83,954
Перевод на основные средства	(2)
Изменения в оценках резерва на ликвидацию	1,632
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>240,766</b>
<b>Накопленный износ, амортизация и обесценение</b>	
На 1 апреля 2012 г.	26,030
Затраты за год	12,247
Перевод из расходов по разведке и оценке	103
На 31 марта 2013 г.	38,380
Затраты за год	15,123
Перевод из расходов по разведке и оценке	83,954
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>137,457</b>
<b>Чистая балансовая стоимость</b>	
На 31 марта 2013 г.	77,041
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>103,309</b>

Нефтегазовые промысловые активы по состоянию на 31 марта 2014 г. включают актив по будущей ликвидации в сумме 2.3 млн. долл. США (2013 г.: 1.0 млн. долл. США).

Нефтегазовые промысловые активы Группы находятся в залоговом обеспечении займов Группы в пользу Сбербанка (примечание 13).

На каждую отчетную дату Группа проводит проверку на наличие каких-либо индикаторов обесценения нефтегазовых промысловых активов и соответствующих основных средств. При наличии индикаторов обесценения, проводится соответствующая оценка возмещаемой суммы, которая определяется как наибольшая из справедливой стоимости за минусом расходов по выбытию и ценности от использования.

Доказанные и вероятные запасы («2P») Группы снизились с 10.9 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2013 г. до 9.5 млн.б.н.э. на 31 марта 2014 г., а доказанные, вероятные и возможные («3P») запасы снизились с 14.2 млн.б.н.э. до 10.4 млн.б.н.э. Это снижение рассматривается в качестве потенциального индикатора обесценения, и поэтому проверка на обесценение была проведена по состоянию на 31 марта 2014 г.

Так как не существует легкодоступного рынка для нефтегазовых промысловых активов Группы, за справедливую стоимость берется чистая дисконтированная стоимость будущих денежных потоков от непрерывного использования активов, включающая допущения, которые обычный участник рынка принимал бы в расчет.

Ценность от использования нефтегазовых промысловых активов обычно ниже справедливой стоимости за минусом расходов по выбытию, т.к. ценность от использования отражает только движение денежных средств, которые предполагается получить от активов в их текущем состоянии. Справедливая стоимость за минусом расходов по выбытию включает расходы по оценке и разработке, которые участник рынка рассматривал бы для повышения производительности актива и оптимизации будущих денежных потоков. Следовательно, Группа определяет возмещаемую сумму, основываясь на справедливой стоимости за минусом расходов по выбытию.

Справедливая стоимость за минусом расходов по выбытию основана на оценке доказанных, вероятных и возможных запасов, будущей добычи и будущего чистого дохода, выполненного

уполномоченным лицом Группы, Ryder Scott, по состоянию на 31 марта 2014 г. Эта оценка включает подсчет и суждение о долгосрочных ценах на нефть, ставках дисконтирования, операционных затратах, будущей потребности в капитале, затратах на ликвидацию, потенциал дальнейшей разведки и запасах. Эти оценки и суждения подвержены рискам и неопределенностям. Оценки справедливой стоимости за минусом расходов по выбытию соответствуют определению Уровня 3 оценки справедливой стоимости, так как для них используются исходные данные, не являющиеся наблюдаемыми рыночными показателями.

Результаты проверки на обесценение указывают на то, что возмещаемые суммы нефтегазовых промысловых активов и соответствующих основных средств Группы превышают их балансовую стоимость, и поэтому обесценения нет.

Следующие основные суждения были использованы при проверке на обесценение:

- **Цены на нефть:** зависят от предполагаемой даты начала полномасштабной промышленной разработки каждого месторождения. До начала полномасштабной промышленной разработки месторождения вся добыча реализуется на внутреннем рынке Казахстана, и как только начинается проект полномасштабной разработки месторождения, 80% добычи реализуется на экспорт и 20% на внутреннем рынке. Экспортные цены на нефть основаны на кривой форвардной цены на сырую нефть марки Brent на предстоящие шесть лет и более и увеличиваются на 2% инфляции ежегодно. В расчете использовалась средневзвешенная экспортная цена 93 долл. США за баррель. Расчет цены на внутреннем рынке начинается с 45 долл. США за баррель в 2014 г., 48 долл. США за баррель в 2015 г. и увеличивается на 2% инфляции впоследствии ежегодно. Фактическая средневзвешенная цена на внутреннем рынке составила 49 долл. США за баррель.
- **Запасы:** в расчет брались запасы по категории 3P в размере 10.4 млн.б.н.э. в соответствии с динамикой добычи, указанной в отчете Ryder Scott, в течение периода 2014-2023.
- **Капитальные расходы:** предполагается, что расходы Группы на оценку, разработку и обустройство обнаруженных месторождений для перевода на стадию полномасштабной промышленной эксплуатации и реализацию 3P запасов составят 65 млн. долл. США. Эти расходы распределены на период с апреля 2014 г. до декабря 2023 г.
- **Ставка дисконтирования:** была использована пост-налоговая ставка дисконтирования 10%.

### 13. Займы

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Банковские займы, подлежащие выплате в течение одного года	87,290	63,636
Текущая задолженность	87,290	63,636
PIK Ноты	-	27,468
Долгосрочная задолженность	-	27,468
<b>Всего займов</b>	<b>87,290</b>	<b>91,104</b>

Справедливая стоимость банковских займов на 31 марта 2014 г. приблизительно равна их валовой балансовой стоимости в размере 88.0 млн. долл. США (2013 г.: 64.6 млн. долл. США). Справедливая стоимость PIK Нот на 31 марта 2013 г., определенная путем указания на опубликованную котировку цены на момент закрытия Фондовой биржи Channel Islands Stock Exchange на данную дату, составила 19.4 млн. долл. США.

#### Банковские займы

В декабре 2012 г. Группа завершила сделку с ДБ АО Сбербанк («Сбербанк») по Кредиту Сбербанка на сумму 90 млн. долл. США для рефинансирования предыдущего Кредита Masquarie Bank Limited («Кредит Masquarie» и «Masquarie», соответственно), финансирования наличной части объявленного конкурса Держателям Облигаций и для финансирования капитальных расходов по программе бурения надсолевых скважин Группы.

Существенные положения Кредита Сбербанка сводятся к следующему:

- Ставка вознаграждения 11% в год с ежемесячной выплатой.
- Срок кредита: пять лет со сроком погашения в ноябре 2017 г., с ежеквартальной амортизацией основного долга, начиная с марта 2014 г.
- Кредит обеспечен активами Группы в Казахстане в пользу Сбербанка.

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Кредит Сбербанка был заимствован полностью и выплачен первый ежеквартальный платеж основного долга, при этом по состоянию на 31 марта 2014 г. остаток основного долга составил 88 млн. долл. США.

На момент первоначального признания Группа понесла расходы по получению кредита в сумме 1.0 млн. долл. США, которые включают комиссию по предоставлению кредита в сумме 0.9 млн. долл. США и оплату за юридические услуги в сумме 0.1 млн. долл. США, непосредственно связанные с получением кредита. Эти расходы уменьшают балансовую стоимость обязательства и будут амортизироваться на финансовые расходы с использованием метода эффективной ставки вознаграждения в течение всего срока Кредита Сбербанка. Общая сумма финансовых расходов по Кредиту Сбербанка за год, завершившийся 31 марта 2014 г., рассчитывалась с использованием средней эффективной ставки вознаграждения 11.3% (2013 г.: 11.3%).

Ниже представлена сверка сумм, причитающихся к выплате по Кредиту Сбербанка:

	Брутто	Расходы по получению кредита	Нетто
	тыс.долл. США	тыс.долл. США	тыс.долл. США
Остаток на 1 апреля 2012 г.	-	-	-
Использование средств	64,596	-	64,596
Расходы по получению кредита	-	(1,003)	(1,003)
Амортизация расходов по получению кредита в финансовые расходы	-	43	43
Остаток на 1 апреля 2013 г.	64,596	(960)	63,636
Использование средств	25,402	-	25,402
Погашение кредита	(2,025)	-	(2,025)
Амортизация расходов по получению кредита в финансовые расходы	-	277	277
<b>Остаток на 1 апреля 2014 г.</b>	<b>87,973</b>	<b>(683)</b>	<b>87,290</b>

На 31 марта 2014 г. Группа допустила техническое нарушение своих определенных банковских ковенантов, связанных с добычей и запасами. Соответственно общая сумма кредита была классифицирована в текущих обязательствах балансового отчета Группы. В настоящее время Группа работает со Сбербанком по пересмотру ковенантов по добыче и запасам для отражения сниженных показателей общих запасов Группы по категории 2P в объеме 9.5 млн.б.н.э. по состоянию на 31 марта 2014 г., основанных на оценке Ryder Scott. Группа осуществляет все причитающиеся платежи по вознаграждению и основному долгу по Кредиту Сбербанка по графику и без просрочек.

В течение, завершившегося 31 марта 2013 г., Группа использовала поступления от Кредита Сбербанка для выплаты 50 млн. долл. США в качестве полного погашения невыплаченной суммы по Кредиту Masquarie в размере 52.2 млн. долл. США. Аннулирование невыплаченных сумм по Кредиту Masquarie привело к доходу в сумме 2.2 млн. долл. США, которые были признаны как в отчете о прибылях и убытках как часть финансового дохода за год, завершившийся 31 марта 2013 г.

Ниже представлена сверка сумм, причитающихся к выплате по Кредиту Masquarie:

	тыс. долл. США
Остаток на 1 апреля 2012 г.	50,170
Использование средств	2,020
Погашение кредита	(50,000)
Аннулирование долга	(2,190)
<b>Остаток на 31 марта 2013 г.</b>	<b>-</b>

#### *Конвертируемые облигации и РИК ноты*

Max Petroleum завершила публичный выпуск конвертируемых облигаций 8 сентября 2006 г. (далее «Облигации») на общую сумму 75 млн. долл. США до вычета затрат на выпуск. Проценты в денежной форме, подлежащие выплате 8 марта 2009 г., 8 сентября 2009 г. и 8 сентября 2010 г. были отсрочены и переведены в дополнительную основную сумму (т.е. капитализированы), что привело к увеличению основной суммы до 85.6 млн. долл. США.

Процентная ставка Облигаций составляла 6.75% в год, проценты подлежали выплате каждые полгода и конвертированию по цене 32 пенса за одну простую акцию по фиксированному курсу 1.49 долл. США за 1 фунт стерлингов. Держатели Облигаций имели право конвертировать Облигации до наступления

окончательного срока их погашения 8 сентября 2013 г. Облигации реализовывались публично на фондовой бирже Channel Islands Stock Exchange.

Группа не выплатила полугодовые проценты по Облигациям на сумму 2.9 миллиона долларов США, подлежащие выплате 8 сентября 2012 г., получив заранее письменное подтверждение от держателей более чем 75% Облигаций об отсрочке выплаты процентов до проведения более обширной реструктуризации непогашенной задолженности Группы.

В декабре 2012 г. в связи с обширной реструктуризацией непогашенной задолженности Держатели Облигаций согласились обменять свои Облигации на денежные средства и простые акции в комбинированной форме («Реструктуризация Облигаций»). Проценты по Облигациям на сумму 2.9 млн. долл. США, подлежащие выплате 8 сентября 2012 г., начиная с 8 сентября 2012 года, были капитализированы и добавлены в основную сумму 85.6 млн. долл. США. Начисленные впоследствии проценты на сумму 1.7 млн. долл. США за период с 8 сентября по 19 декабря 2012 г. были также капитализированы и добавлены в основную сумму, в результате чего пересмотренная основная сумма составила 90.2 млн. долл. США на дату Реструктуризации Облигаций.

Согласно условиям Реструктуризации Облигаций, 20 декабря 2012 г. Держатели Облигаций обменяли пересмотренную невыплаченную основную сумму в размере 90.2 млн. долл. США на:

- 708,999,985 простых акций.
- РИК Ноты на общую сумму 26.7 млн. долл. США.
- Простые векселя на сумму 3.4 млн. долл. США.

Основная сумма РИК Нот в размере 26.7 млн. долл. США плюс начисленное вознаграждение по ставке 10% в год, подлежали обязательной конвертации в простые акции после получения одобрения в соответствии со статьей 12 Закона Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» по цене конвертации 5 пенсов за акцию с фиксированным курсом обмена 1.6 долларов США за 1 фунт стерлингов. После получения письменного одобрения от регулирующих органов, общая сумма плюс начисленное вознаграждение в размере 28.6 млн. долл. США были конвертированы в 357,571,134 простых акций в сентябре 2013 года (примечание 17).

Основная сумма простых векселей в размере 3.4 млн. долл. США, плюс начисленное вознаграждение по ставке 6.75% в год были выплачены наличными в марте 2013 года.

Реструктуризация Облигаций в декабре 2012 г. была важным изменением, представляющим собой прекращение признания старого долга и признания нового долга в соответствии с требованиями МСБУ 39 «Финансовые инструменты. Признание и оценка». В соответствии с ПКИ 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами», 708,999,985 простых акций были признаны по справедливой стоимости по цене 5 пенсов за акцию на общую сумму 56.7 млн. долл. США, поделенных между акционерным капиталом и эмиссионным доходом (смотрите примечания 17 и 18). РИК Ноты и простые векселя были признаны в качестве обязательств по справедливой стоимости в размере 26.7 млн. долл. США и 3.4 млн. долл. США, соответственно. В результате прекращения признания старого долга, предыдущая балансовая стоимость Облигаций на сумму 87.7 млн. долл. США была списана. Разница между совокупной справедливой стоимостью новой задолженности и выпущенного собственного капитала на сумму 86.8 млн. долл. США и списанной балансовой стоимостью старого долга в сумме 87.7 млн. долл. США составила 0.9 млн. долл. США и была признана в качестве дохода от прекращения признания старого долга в статье финансовые доходы в отчете о прибылях и убытках за год, завершившийся 31 марта 2013 г. (примечание 7).

Ниже проанализирована динамика Облигаций в течение года, завершившегося 31 марта 2013 г.:

	Брутто тыс. долл. США	Скидка облигации <sup>1</sup> тыс. долл. США	Нетто тыс. долл. США
Остаток на 31 марта 2012 г.	85,588	(4,716)	80,872
Начисленные проценты	-	2,273	2,273
Капитализация процента к основной сумме 8 сентября 2012 г.	2,889	-	2,889
Капитализация процента к основной сумме 20 декабря 2012 г.	1,692	-	1,692
Прекращение признания	(90,169)	2,443	(87,726)
<b>Остаток на 31 марта 2013 г.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

<sup>1</sup> При первоначальном признании компонент собственного капитала в конвертируемых облигациях был указан как скидка облигации, которая в последующем амортизировалась до срока погашения облигаций по эффективной процентной ставке.

PIK Ноты были признаны в полном объеме в качестве финансового обязательства, так как обязательная конвертация в простые акции зависела от получения одобрения от казахстанских органов, и, тем самым, выходит за рамки контроля как эмитента, так и держателя. После первоначального признания по справедливой стоимости PIK Ноты оценивались по амортизированной стоимости, при этом балансовая стоимость увеличивалась по эффективной процентной ставке 10% до тех пор, пока они не были конвертированы.

Ниже проанализирована динамика PIK Нот в течение года:

	тыс. долл. США
Остаток на 1 апреля 2012 г.	-
Выпущено в результате Реструктуризации Облигаций	26,715
Начисленное вознаграждение по PIK Нотам до 31 марта 2013 г.	753
Остаток на 31 марта 2013 г.	27,468
Начисленное вознаграждение по PIK Нотам до 28 августа 2013 г.	1,137
Конвертирование в простые акции (примечание 17)	(28,605)
<b>Остаток на 31 марта 2013 г.</b>	<b>-</b>

#### Финансовые расходы

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., финансовые расходы Группы по займам составили 10.3 млн. долл. США (2013 г.: 12.1 млн. долл. США), из которых 6.0 млн. долл. США (2013 г.: 7.1 млн. долл. США) были капитализированы в нематериальные активы – расходы на разведку и оценку.

#### 14. Отсроченный подоходный налог

Динамика активов и обязательств по отсроченному подоходному налогу Группы:

	На 1 апреля 2013 г.	Занесено в отчет о прибылях и убытках	На 31 марта 2014 г.
	тыс.долл. США	тыс.долл. США	тыс.долл. США
Основные средства и амортизационные отчисления	(19,275)	1,013	(18,262)
Будущая ликвидация	(210)	(28)	(238)
Прочие временные разницы	957	690	1,647
Налоговые убытки	13,644	(6,025)	7,619
<b>Обязательства по отсроченному налогу, чистые</b>	<b>(4,884)</b>	<b>(4,350)</b>	<b>(9,234)</b>

	На 1 апреля 2012 г.	Занесено в отчет о прибылях и убытках	На 31 марта 2013 г.
	тыс.долл. США	тыс.долл. США	тыс.долл. США
Основные средства и амортизационные отчисления	(15,105)	(4,170)	(19,275)
Будущая ликвидация	-	(210)	(210)
Прочие временные разницы	-	957	957
Налоговые убытки	15,105	(1,461)	13,644
<b>Обязательства по отсроченному налогу, чистые</b>	<b>-</b>	<b>(4,884)</b>	<b>(4,884)</b>

Активы и обязательства по отсроченному налогу возмещаются в периоды, когда Группа имеет на это законные права, представлены в балансовом отчете в чистом виде, как представлено ниже:



	На 1 апреля 2012 г. тыс.долл. США	На 31 марта 2013 г. тыс.долл. США	На 31 марта 2014 г. тыс.долл. США
Активы по отсроченному налогу	-	-	-
Обязательства по отсроченному налогу	-	(4,884)	(9,234)
	-	(4,884)	(9,234)

Если реализация отсроченных налоговых активов зависит от будущих прибылей, Группа признает перенесенные на будущий период убытки и другие отсроченные налоговые активы только в той степени, в которой вероятно реализация соответствующей налоговой выгоды через будущие налогооблагаемые доходы.

Группа не признала другие потенциальные отсроченные налоговые активы, возникшие в результате убытков в размере 26.4 млн. долл. США (2013 г.: 23.2 млн. долл. США), так как не имеется существенных доказательств будущих налогооблагаемых доходов. Непризнанные в активах по отсроченному налогу убытки в размере 5.6 млн. долл. США могут быть перенесены на будущие периоды до десяти лет, а остаток в размере 20.8 млн. долл. США может быть перенесен на неопределенный срок.

На 31 марта 2014 г. Группа имела прочие активы по отсроченному налогу в размере 0.6 млн. долл. США (2013 г.: 0 млн. долл. США) в отношении остаточной стоимости расходов по геологоразведке, амортизационных отчислений, выплат на основе долевых инструментов и других временных разниц, которые не были признаны из-за недостаточных доказательств будущих налогооблагаемых доходов.

На 31 марта 2014 г. и 2013 г. существенных непризнанных временных разниц, связанных с нераспределенной прибылью дочерних компаний, не было.

## 15. Резерв под обязательства и другие затраты

	Резерв на затраты по реструкту- ризации тыс.долл. США	Резерв на затраты по ликви- дации тыс.долл. США	Итого тыс.долл. США
Остаток на 1 апреля 2013 г.	-	4,012	4,012
Поступления	3,759	1,771	5,440
Использование резерва	-	(609)	(609)
Корректировка из-за изменения действительной дисконтной ставки	-	387	387
Отмена дисконта (примечание 8)	-	339	339
<b>Остаток на 31 марта 2014 г.</b>	<b>3,759</b>	<b>5,900</b>	<b>9,569</b>

Анализ общей суммы резерва:

	2014 г. тыс.долл. США	2013 г. тыс.долл. США
Долгосрочные	5,900	4,012
Текущие	3,759	-
	9,569	4,012

### Ликвидация

Резерв на затраты по ликвидации связан с непродуктивными нефтегазовыми скважинами, находившимися на лицензионной территории на момент его приобретения, и скважинами, пробуренными и обустроенными Группой с момента приобретения Лицензии. Резерв по ликвидации отражает текущую стоимость внутренних оценок будущих затрат по ликвидации нефтегазового имущества Группы на соответствующую отчетную дату с учетом местных условий и требований по ценообразованию. Резерв оценивается с учетом инфляции, сроков для ликвидации и соответствующей дисконтной ставки. Ожидается, что данные затраты будут понесены в периоды с 2017 по 2034 гг.

Ставка инфляции, использованная на 31 марта 2014 г. для определения будущих расходов, составила 6.7% (на 31 марта 2013 г.: 5.6%), а дисконтная ставка, использованная для определения балансового обязательства, составила 7.6% (на 31 марта 2013 г.: 7.2%).

Фактические затраты по ликвидации будут зависеть от будущих рыночных цен по ликвидационным работам, которые будут отражать условия рынка на соответствующий момент. Более того, сроки ликвидационных работ также могут зависеть от того, когда месторождение перестанет быть рентабельным. Это, в свою очередь, зависит от будущих цен на нефть и газ, которые по существу являются неопределенными.

#### *Затраты по реструктуризации*

На 31 марта 2014 г. Группа создала резерв на затраты по реструктуризации в сумме 3.8 млн. долл. США по выплате выходного пособия и другим промежуточным расходам, связанным с различными мероприятиями по снижению затрат. Сюда входят закрытие офиса Группы в Хьюстоне, снижение размера и расходов офиса в Лондоне и снижение численности управляющего и административного персонала в Хьюстоне, Лондоне и Казахстане.

### **16. Кредиторская задолженность**

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Торговая кредиторская задолженность	8,878	3,682
Прочая кредиторская задолженность	1,090	1,532
Социальное обеспечение и прочие налоги	5,670	5,092
Начисленные расходы и доходы будущих периодов	22,223	20,079
	<b>37,861</b>	<b>30,385</b>

Начисленные расходы и доходы будущих периодов Группы на 31 марта 2014 г. включают 19.7 млн. долл. США авансовых платежей от покупателей сырой нефти (2013 г.: 19.2 млн. долл. США).

### **17. Акционерный капитал**

У Компании два класса акций, которые не дают прав на фиксированный доход: простые акции и отсроченные акции. Ни один класс акций не подлежит выкупу держателями.

Держатели простых акций имеют право:

- получать уведомления, присутствовать и голосовать на любом общем собрании Компании.
- получать объявляемые время от времени дивиденды и распределение дохода.
- при возврате капитала в случае ликвидации получить выплаты из номинального капитала в размере 0.01 пенса по каждой простой имеющейся акции и долю в оставшихся активах Компании.

Класс отсроченных акций был создан в 2005 г. при реструктуризации капитала и в дальнейшем выпускаться не будет. Отсроченная акция не дает права голоса или права на дивиденды. При возврате капитала в случае ликвидации, держатели отсроченных акций имеют право на получение суммы, выплачиваемой по таким акциям, только после того, как держатели простых акций получают сумму в размере 0.01 пенса по каждой простой имеющейся у них акции, и не имеют других прав участвовать в распределении активов Компании.

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Компания выпустила 357,571,134 простых акций, в результате обязательной конвертации PIK Нот на сумму 28.6 млн. долл. США и начисленного вознаграждения в акции по цене 5 пенсов за акцию (примечание 13).

В течение года, завершившегося 31 марта 2013 г., Компания выпустила 799,245,134 простых акций включая:

- 708,999,985 новых простых акций согласно Реструктуризации Облигаций (примечание 13) после конвертирования Облигаций на сумму 56.7 млн. долл. США в акции, включая начисленный процент.
- 90,245,506 новых простых акций, выпущенных для ТОО «Zhanros Drilling» («Zhanros») в счет оплаты за буровые и сопутствующие услуги на общую сумму 7.0 млн. долл. США (см. ниже).

Все выпущенные акции полностью оплачены.

### Выплата акциями за услуги Zhanros

8 августа 2012 г. Max Petroleum Plc заключил соглашение с Zhanros, одним из своих буровых подрядчиков, в соответствии с которым Zhanros согласился профинансировать услуги по бурению и капитальному ремонту скважин на сумму 7 млн. долл. США в обмен на простые акции Компании («Соглашение Zhanros»). По условиям Соглашения Zhanros, Zhanros согласился пробурить до четырех неглубоких надсолевых скважин, а также профинансировать сопутствующие услуги в обмен на 90,322,581 простых акций Компании по цене 5 пенсов за акцию вместо оплаты наличными.

В течение года, завершившегося 31 марта 2014 г., Группе были оказаны услуги на сумму 7.0 млн. долл. США по Соглашению Zhanros, которые были полностью оплачены выпущенными простыми акциями в количестве 90,245,506 в течение отчетного периода.

	Количество акций	
	Выпущенный акционерный капитал	
	Простые акции по 0.01 пенса каждая	Отсроченные акции по 14.99 пенсов каждая
На 1 апреля 2012 г.	1,018,488,858	28,253,329
Увеличение	799,245,491	-
На 31 марта 2013 г.	1,817,734,349	28,253,329
Увеличение	357,571,134	-
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>2,175,305,483</b>	<b>28,253,329</b>

	Номинальная стоимость		
	Выпущенный акционерный капитал		
	Простые акции по 0.01 пенса каждая	Отсрочен- ные акции по 14.99 пенсов каждая	Итого все классы
	тыс. долл. США	тыс. долл. США	тыс. долл. США
На 1 апреля 2012 г.	171	7,864	8,035
Увеличение	127	-	127
На 31 марта 2013 г.	298	7,864	8,162
Увеличение	57	-	57
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>355</b>	<b>7,864</b>	<b>8,219</b>

### Разрешенный к выпуску акционерный капитал

13 октября 2009 г. было принято специальное решение о замене Устава Компании. Согласно новому Уставу, вступившему в силу 1 октября 2009 г., Компания больше не имеет разрешенный к выпуску акционерный капитал и, таким образом, не имеет установленного законом ограничения в отношении максимального распределения акций.

### 18. Эмиссионный доход

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
На 1 апреля	427,968	364,381
Премия по акциям, выпущенным в течение года	28,548	63,587
На 31 марта	456,516	427,968

## 19. Прочие резервы

	Резерв, возникающий при покупке доли меньшинства тыс. долл. США	Резерв на конвертируемые облигации тыс. долл. США	Резерв на выплаты долевыми инструментами тыс. долл. США	Резерв Варрантов тыс. долл. США	Итого прочие резервы тыс. долл. США
На 1 апреля 2012 г.	(72,495)	14,833	66,163	103,573	112,074
Выплаты долевыми инструментами	-	-	3,572	-	3,572
Перенос в накопленный дефицит	-	(14,833)	-	-	(14,833)
На 31 марта 2013 г.	(72,495)	-	69,735	103,573	100,813
Выплаты долевыми инструментами	-	-	2,712	-	2,712
<b>На 31 марта 2014 г.</b>	<b>(72,495)</b>	<b>-</b>	<b>72,447</b>	<b>103,573</b>	<b>103,525</b>

### Варранты по Кредиту Маскуарие

Реструктуризация Кредита Маскуарие в 2009 г. и последующее увеличение базы кредитования дала право на подписку до 365,278,737 простых акций Компании, цена исполнения которых составила от 4.54 до 5.67 пенсов («Соглашение о варранте»).

#### Дата исполнения и истечения срока

Дата истечения срока каждого транша варрантов составляет пять лет с момента предоставления соответствующего транша; к этому времени держатели варрантов должны использовать свое право на подписку на простые акции.

#### Положения против разводнения

Для предотвращения разводнения прав, предоставленных по Соглашению о варранте, цена исполнения и количество простых акций, которые можно купить по Соглашению о варранте, подлежат периодической корректировке, если простые акции выпускаются в связи с конвертацией Облигаций Компании или в связи с исполнением опционов сотрудников на акции, выпущенных не позднее 30 июня 2009 г.

Конвертация в сентябре 2013 г. РИК Нот в 357,571,134 простых акций и проведенная в декабре 2012 г. конвертация Облигаций в 708,999,985 простых акций (примечание 13) стало причиной положения против разводнения по Соглашению о варранте. В результате держателям варрантов были выданы дополнительные варранты, дающие им право на подписку 48,931,130 простых акций по цене 5 пенсов за акцию, и датой истечения срока по Соглашения о варранте стало 31 декабря 2015 г.

В таблице ниже представлены варранты синдицированных партнеров по Кредиту Маскуарие, неисполненные на 31 марта 2014 г. и 2013 г.:

	2014 г.			2013 г.		
	Количество Варрантов	Средневзвешенная цена (пенсы)	Средневзвешенная рыночная цена исполнения (пенсы)	Количество Варрантов	Средневзвешенная цена (пенсы)	Средневзвешенная рыночная цена исполнения (пенсы)
Варранты, неисполненные на начало года	48,692,917	5.5	-	48,692,917	5.5	-
Варранты с корректировкой против разводнения	48,931,130	5.0	-	-	-	-
Исполненные	-	-	-	-	-	-
Отмененные	-	-	-	-	-	-
<b>Варранты, неисполненные на конец года</b>	<b>97,624,047</b>	<b>5.2</b>	<b>-</b>	<b>48,692,917</b>	<b>5.5</b>	<b>-</b>

На 31 марта 2014 г. количество варрантов по Кредиту Маскуарие, по которым срок для исполнения полностью наступил, составило 97,624,047 (2013 г.: 48,692,917).

### Варранты по конвертируемым облигациям

8 марта 2009 г., 8 сентября 2009 г. и 8 сентября 2010 г. Компания приняла решение взять отсрочку по выплате денежных процентов по Облигациям, подлежащим оплате, и перевести их в основную сумму; при этом на каждую Облигацию был выпущен варрант с правом конвертации на пять лет по цене

исполнения 5 пенсов за простую акцию на общее количество 30 миллионов простых акций («Варранты держателей облигаций»).

В нижеприведенной таблице показаны неисполненные Варранты держателей облигаций на 31 марта 2014 г. и 2013 г.:

	2014 г.			2013 г.		
	Количество Варрантов	Средне-взвешенная цена (пенсы)	Средне-взвешенная рыночная цена исполнения (пенсы)	Количество Варрантов	Средне-взвешенная цена (пенсы)	Средне-взвешенная рыночная цена исполнения (пенсы)
Варранты, неисполненные на начало года	8,340,000	5.0	-	8,340,000	5.0	8,340,000
Предоставление варрантов держателям облигаций	-	-	-	-	-	-
Исполненные	-	-	-	-	-	-
Варранты, неисполненные на конец года	8,340,000	5.0	-	8,340,000	5.0	8,340,000

На 31 марта 2014 г. количество Варрантов держателей облигаций, по которым срок для исполнения полностью наступил, составило 8,340,000 (2013 г.: 8,340,000), из которых по 4,490,000 варрантов срок для исполнения истекает 8 сентября 2014 г., а по 3,400,000 – 8 сентября 2015 г.

## 20. Примечания к отчету о движении денежных средств

*Сверка денежных средств, полученных от / (использованных в) операционной деятельности*

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Убыток до уплаты налогов:	(71,709)	(5,100)
Корректировка на:		
- Износ, истощение и амортизация	25,091	22,080
- Прибыль от выбытия основных средств (примечание 10)	-	(24)
- Расходы по выплатам долевыми инструментами	2,712	3,572
- Списанные расходы на разведку и оценку (примечание 10)	4,109	7,008
- Убыток от курсовой разницы	444	58
- Изменение резерва	3,759	-
- Убытки от обесценения (примечание 6)	64,595	-
- Финансовые доходы (примечание 7)	-	(3,122)
- Финансовые расходы (примечание 8)	5,914	7,053
Движение денежных средств по операционной деятельности до движения оборотного капитала	34,915	31,525
Изменение в оборотном капитале:		
- Товарно-материальные запасы	(376)	825
- Торговая и прочая дебиторская задолженность	(2,912)	(1,534)
- Кредиторская задолженность	2,357	9,586
Денежные средства, полученные от (использованные в) операционной деятельности	33,984	40,402

## *Сводная таблица неденежных операций*

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
<b>Инвестиционные операции</b>		
Выплаты долевыми инструментами, капитализированные в разведочные и оценочные активы *	-	6,058
Выплаты долевыми инструментами, капитализированные в нефтегазовые промысловые активы *	-	211
Обесценение нематериальных активов по разведке и оценке (примечание 6)	64,916	-
<b>Финансовые операции</b>		
Выпуск простых акций – услуги Zhanros (примечание 17)	-	6,994
Выпуск простых акций – Реструктуризация Облигаций (примечание 13)	28,605	56,720
Доход от прекращения признания конвертируемых облигаций (примечание 7)	-	924
Доход от прекращения признания Кредита Масquarie (примечание 17)	-	2,190

\* Включает выплаты долевыми инструментами по Соглашению Zhanros (примечание 17).

## 21. Условные и договорные обязательства

В соответствии с Лицензией на недропользование Группа имеет обязательства по будущим расходам, включая минимальные рабочие программы и возмещение исторических затрат, понесенных Правительством Республики Казахстан. Обязательства Группа по Лицензии представлены ниже:

	2014 г. тыс. долл. США	2013 г. тыс. долл. США
Минимальная рабочая программа	87,918	78,373
Исторические затраты	24,190	24,201
	112,108	102,574

Минимальная рабочая программа согласована с Министерством нефти и газа Республики Казахстан («МНГ») и охватывает работы по разведке и добыче на Блоках А и Е с 2014 по 2021 гг. Она также включает отчисления на социальную инфраструктуру и обязательства по обучению местного персонала. Соответствующие расходы по разведке, разработке и эксплуатации, понесенные держателем лицензии, подлежат вычету из этих будущих обязательств. Группа ожидает, что будущие доходы, полученные от эксплуатации месторождения, значительно превысят обязательства, принятые по минимальной рабочей программе.

Общие обязательства на 31 марта 2014 г. включают 24.2 млн. долл. США исторических затрат Республики Казахстан, понесенных при разведке Блоков А и Е до приобретения Группой Лицензии (2013 г.: 24.2 млн. долл. США). Исторические затраты подлежат возмещению после даты перехода определенного месторождения на этап добычи ППР и после того, как сумма к оплате по такому месторождению определена государством в отдельном соглашении. Сумма исторических затрат, отнесенная на каждое месторождение, определяется на основе горного отвода, согласованного с Правительством Республики Казахстан после коммерческого обнаружения и начала ППР.

## 22. События после отчетной даты

### *Инвестиции стратегического партнера AGR Energy*

4 августа 2014 г. Группа объявила о привлечении приблизительно 62.5 млн. долл. США до вычета расходов, посредством условной подписки на 2,264,093,462 новых простых акций группой AGR Energy Limited No.1 («AGR Energy») по цене 1.64 пенса за простую акцию («Подписка»). Сразу после завершения Подписки AGR Energy владел бы 51% долей в увеличенном выпущенном акционерном капитале Компании. AGR Energy является предприятием, принадлежащей семье Асаубаевых и созданной в целях осуществления Подписки. Подписка зависит от некоторых условий, включая утверждение акционеров и получение официального разрешения от Правительства Республики Казахстан.

Подписка предоставит возможность Компании финансировать инвестиционную программу по разработке своих надсолевых месторождений и максимально увеличить запасы и добычу. Кроме этого, это позволит Max Petroleum укрепить свою позицию в привлечении финансовых и технических партнеров для завершения работ по бурению подсолевой скважины НУР-1 и продлению периода разведки по лицензии на недропользование на Блоках А и Е в западном Казахстане, что позволит иметь больше времени для добурирования скважины НУР-1, и, в случае успешного результата, также скважины Куржем. Компания также сможет рассматривать инвестиции в другие проекты в Республике Казахстан и Средней Азии в дополнении к существующей деятельности.

### *Выпуск опционов на акции*

27 мая 2014 г. директорам, должностным лицам и определенным работникам Компании были предоставлены дополнительные опционы на подписку на 89 миллионов новых простых акций Компании по цене исполнения 1.2 пенса за акцию, из которых одна треть может быть исполнена в равных количествах в первый, второй и третий год с даты предоставления. Срок опционов составляет четыре года, а срок любых неисполненных опционов истекает 27 мая 2018 г.

### *Кредит Сбербанк*

После 31 марта 2014 г. Группа выплатила 2.0 млн. долл. США по Кредиту Сбербанк (примечание 13), в результате чего остаток по основному долгу составил 85.9 млн. долл. США по состоянию на 19 августа 2014 г.

### 23. Измерения, непредусмотренные по МСБУ

Группа показывает прибыль до уплаты налога на прибыль, процентов и амортизации («Откорректированная EBITDA») как оценку доходности, которая не предусмотрена по МСБУ, но в качестве дополнительной информации для инвесторов, чтобы привлечь внимание альтернативный метод оценки финансовых результатов Группы. Откорректированная EBITDA определяется как прибыль / (убыток) от операционной деятельности до вычета расходов по износу, истощению и амортизации, расходов по выплатам долевыми инструментами, расходов по разведке и оценке и убытков от обесценения. Откорректированная EBITDA является ключевым показателем эффективности, используемым Советом директоров для оценки рентабельности основной операционной деятельности.

Сверка дохода от операционной деятельности с Откорректированной EBITDA:

	2014 г. тыс.долл. США	2013 г. тыс.долл. США	2012 г. тыс.долл. США
Доход/(убыток)	<b>(76,792)</b>	(10,125)	(8,151)
Финансовые доходы	-	(3,122)	(20)
Финансовые расходы	<b>5,914</b>	7,053	2,672
Расходы по подоходному налогу	<b>5,083</b>	5,025	63
Износ, истощение и амортизация	<b>25,091</b>	22,080	16,520
Расходы по выплатам долевыми инструментами	<b>2,712</b>	3,572	4,898
Затраты по разведке и оценке (примечание 10)	<b>4,109</b>	7,008	4,360
Затраты по реструктуризации	<b>3,759</b>	-	-
Убытки от обесценения (примечание 6)	<b>64,595</b>	-	-
Откорректированная EBITDA	<b>34,471</b>	31,491	20,342