



ГОДОВОЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОТЧЕТ

за год, окончившийся 31 декабря 2015 г.

29 марта 2016 г.

Годовая отчетность компании Tethys Petroleum Limited («Тетис Петролеум Лимитед») за 2015 год состоит из следующих трех документов:

- 1) Анализ руководства финансового положения и результатов деятельности компании. Он включает документы, обязательные к оглашению согласно канадскому стандарту 51-102 Управляющих ценными бумагами Канады «Постоянные обязательства по открытости» (далее – «**Канадский стандарт 51-102**») в отношении годового Анализа руководства финансового положения и результатов деятельности и документов, которые должны быть раскрыты согласно Принципам открытости и прозрачности Великобритании, в отношении правила DTR 4.1 «Годовой финансовый отчет» (далее – DTR 4.1);
- 2) Годовая финансовая информация – включает Сводную финансовую отчетность, документы, подлежащие раскрытию согласно канадскому стандарту NI 51-102 в отношении годового финансового отчета и документов, подлежащих раскрытию в соответствии с DTR 4.1;
- 3) Годовой информационный отчет – включает документы, подлежащие раскрытию согласно канадскому стандарту NI 51-102 и DTR 4.1, и отчет, который должен быть представлен в соответствии с DTR 7.2 «Стандарты корпоративного управления».

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛОССАРИЙ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ	9
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ О НЕФТИ И ГАЗЕ	12
ВАЛЮТА И ОБМЕННЫЙ КУРС	14
КОНВЕРТАЦИЯ	14
ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ	15
КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА	19
Название, адрес, регистрация	19
ОБЩЕЕ РАЗВИТИЕ БИЗНЕСА	21
История компании	21
ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	28
Общее	28
Корпоративная сделка	29
Казахстан	30
Одобрение Министерством энергетики выпуска акций, листинг акций на KASE и разрешение Национального банка Казахстана	31
Сделка SinoNan	31
Девальвация казахстанского тенге (KZT)	31
Таджикистан	40
Невыполнение обязательств в Таджикистане	42
Грузия	45
Буровые установки и оборудование	48
Конкурентные условия	49
Вопросы экологии	49
Казахстан	49
Таджикистан	50
Грузия	50
Персонал	50
Специальные навыки и знания	50
Зарубежная деятельность	50
ОТЧЕТ О ДАННЫХ ПО ЗАПАСАМ И ПРОЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ О НЕФТИ И ГАЗЕ	51
Раскрытие данных о запасах	51
Сверка запасов	56
Дополнительная информация, касающаяся данных о запасах	57
Прочая информация о нефти и газе	59
ФАКТОРЫ РИСКА	65
Риски, связанные с компанией и ее деятельностью	65
Риски, связанные с республиками Казахстан, Таджикистан и Грузия	76
ДИВИДЕНДЫ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ	84
ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА	85
Простые акции	85
Привилегированные акции	85
Мера предотвращения нежелательного поглощения	85
РЫНОК ЦЕННЫХ БУМАГ	86
Диапазон цен и объем торгов ценными бумагами	86
Предыдущие продажи	86

ЦЕННЫЕ БУМАГИ ЭСКРОУ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ДОГОВОРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПЕРЕДАЧУ	87
ДИРЕКТОРА И ДОЛЖНОСТНЫЕ ЛИЦА	87
Директора	87
Должностные лица	89
Корпоративные приказы о запрете торговли ценными бумагами	90
Банкротство.....	90
Штрафные санкции	91
КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ	91
ПРОМОУТЕР	91
ОТЧЕТ О КОРПОРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ	91
Введение.....	92
Совет директоров	92
Избрание директоров	93
Мандат Совета директоров	93
Описание должностей.....	94
Комитеты в Совете директоров	95
Карьера и непрерывное образование.....	96
Этические нормы ведения бизнеса.....	96
Политика борьбы со взяточничеством	97
Назначение директоров и компенсация	98
Устав Комитета по аудиту	98
Состав Комитета по аудиту.....	99
Необходимое образование и опыт членов Комитета по аудиту.....	99
Использование определенных освобождений	100
Контроль Комитета по аудиту	100
Политика и порядок согласования	100
Оплата услуг внешнего аудитора	100
Основные параметры систем внутреннего контроля и управления рисками, касающиеся подготовки финансовой отчетности	101
Другие комитеты Совета директоров	102
Оценка	103
Срок пребывания в должности директора и другие механизмы обновления Совета директоров	103
Политика обеспечения представленности женщин в Совете директоров	103
Учет представленности женщин при определении и избрании директоров.....	103
Учет представленности женщин при назначении должностных лиц	103
Цели эмитента относительно представленности женщин в Совете директоров и среди должностных лиц	103
Число женщин в Совете директоров и среди должностных лиц	103
Голосующие ценные бумаги и главные держатели голосующих ценных бумаг	103
ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ РУКОВОДСТВА И ДРУГИХ В КРУПНЫХ СДЕЛКАХ.....	104
АГЕНТ ПО ВЫДАЧЕ ЦЕННЫХ БУМАГ И ДЕРЖАТЕЛЬ РЕЕСТРА	105
КРУПНЫЕ КОНТРАКТЫ	105
ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ ЭКСПЕРТОВ	106
СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА И РЕГУЛЯТОРНЫЕ МЕРЫ.....	106
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	107

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А-1. ФОРМА 51-101F2 – ДАННЫЕ ОТЧЕТА О ЗАПАСАХ НЕЗАВИСИМОГО ПРАВОМОЧНОГО ОЦЕНЩИКА ЗАПАСОВ

ПРИЛОЖЕНИЕ В-1. ФОРМА 51-101F3 – ОТЧЕТ РУКОВОДСТВА И ДИРЕКТОРОВ О ДАННЫХ ПО ЗАПАСАМ И ПРОЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ

ПРИЛОЖЕНИЕ С-1. УСТАВ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

ГЛОССАРИЙ ТЕРМИНОВ

В данном Годовом информационном отчете нижеследующие термины, начинающиеся с заглавной буквы, имеют указанные значения.

AGR Energy – компания AGR Energy Limited No. 1, вторая сторона договора о конвертируемой кредитной линии в размере 7,5 млн долларов США, заключенного с Компанией 15 мая 2015 г.

AGR Energy Holdings – компания AGR Energy Holdings Limited, партнер AGR Placing, указанной далее.

BHCL – компания Baker Hughes (Cyprus) Limited t/a Tethys Production Uzbekistan, дочерняя компания Компании, осуществлявшая деятельность в Узбекистане до 31 декабря 2013 г., когда было принято решение о прекращении работ.

CAD, или **канадский доллар** – канадский доллар, законная валюта Канады.

CNPC – компания CNPC Central Asia B.V. – в отношении Бохтарского ССД, а также China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation Agreement – в отношении Соглашения о переуступке доли участия в Таджикистане; обе – дочерние компании «Чайна Нейшнл Петролеум Корпорейшн» (China National Petroleum Corporation).

GOG – компания Georgian Oil and Gas Limited, партнер Tethys в Грузии.

Gustavson – компания Gustavson Associates LLC, компания независимых инженеров-разработчиков нефтяных и газовых месторождений из г. Боулдера (штат Колорадо, США).

IPO – первичное предложение акций Компании в количестве 18 181 818 простых акций по цене 2,75 доллара США за простую акцию на валовую выручку в размере 50 млн долларов США; закрыто 27 июня 2007 г.

KASE – Казахстанская фондовая биржа, находится в г. Алматы (Казахстан).

KPL – компания «Кулоб Петролеум Лимитед» (Kulob Petroleum Limited), зарегистрированная на Каймановых островах, 100-процентная дочерняя компания SSEC.

LSE – Лондонская фондовая биржа.

NI 51-101 – канадский стандарт 51-101 в составе *Стандартов открытости деятельности по добыче нефти и газа* Управляющих ценными бумагами Канады.

NI 51-102 – канадский стандарт 51-102 в составе *Постоянных обязательств по открытости* Управляющих ценными бумагами Канады.

NI 51-110 – канадский стандарт 51-110 в составе *Стандартов комитетов по аудиту* Управляющих ценными бумагами Канады.

NOC – Norio Operating Company, дочерняя компания GOG, назначенный оператор трех грузинских КРП с 1 февраля 2015 г.

Nostrum - компания Nostrum Oil & Gas PLC.

Olisol – компания Olisol Investment Limited, зарегистрированная на Кипре, со штаб-квартирой в Алматы (Казахстан).

OPL – компания Olisol Petroleum Limited, дочерняя компания Olisol, полностью ей принадлежащая.

SinoHan – компания SinoHan Oil and Gas Investment Number 6 B.V., часть фонда прямых инвестиций HanHong, находящегося в Пекине.

SSEC – компания Seven Stars Energy Corporation, на 85% - дочерняя компания Tethys Tajikistan Limited, на 15% - дочерняя компания Sangam Limited, местного партнера в Таджикистане.

TAG – TOO TethysAralGas (ранее – TOO BN Munai), товарищество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в Казахстане, в котором Компания владеет 100-процентной долей посредством ТК SA.

Tethyda Limited – полностью принадлежащая Компании дочерняя компания.

TK SA – компания Tethys Kazakhstan SA, полностью принадлежащая Компании дочерняя компания.

Total – компания Total E&P Tajikistan B.V., дочерняя компания Total S.A. (крупнейшая французская нефтегазовая компания), сторона ССД ВОС и КРП ВОС.

TSX – Фондовая биржа Торонто.

USD, или \$ - доллар США, законная валюта Соединенных Штатов Америки.

Аккулка, блок «Аккулка», месторождение Аккулка – территория, в отношении которой действуют лицензия и контракт на разработку месторождения Аккулка в Казахстане.

Антимонопольное агентство – Агентство по защите конкуренции Республики Казахстан.

Блок «Кул-Бас» - площадь, на которую распространяется действие Контракта «Кул-Баса» на разведку и добычу в Казахстане.

Бохтарская контрактная площадь – общая полезная площадь территории, охватываемой Бохтарским КРП, описанным далее в части *«Таджикистан – Имущество – Обзор»*.

Бохтарский КРП – контракт о разделе продукции, подписанный компанией KPL и Правительством Таджикистана в лице МЭП 13 июня 2008 г. и охватывающий Бохтарскую площадь на юго-западе Таджикистана, а ныне – с участием компаний CNPC и Total в качестве соподрядчиков.

БСР – бывшие советские республики, ранее входившие в Союз Советских Социалистических Республик (СССР).

«Газпром» - ОАО «Газпром», крупная российская газодобывающая компания, основная часть которой принадлежит правительству Российской Федерации.

Годовой информационный отчет – Годовой информационный отчет Компании от 29 марта 2016 г.

Грузинские КРП – коллективные КРП о Блоках XI^A, XI^M и XI^N, подписанные Компанией, GOG и Правительством Грузии.

Грузия – государство в Евразии.

Группа – Компания, ее дочерние компании и интересы в обществах с ограниченной ответственностью, включая, во избежание сомнений, дочерние компании, указанные в данном отчете в разделе *«Корпоративное управление»*.

ДКУ – дожимная компрессорная установка, одна из компрессорных установок, установленная TAG на 910-м км магистрального газопровода Бухара – Уралс для экспорта природного газа с месторождения Кызылой и Блока «Аккулка».

Договор о поставке газа – договор, согласно которому Tethys Aral Gas поставляет добытый газ покупателю.

ИЦА – АО «Интергаз Центральная Азия» (Intergas Central Asia), дочерняя компания КТГ, полностью ему принадлежащая.

Казахстан – Республика Казахстан.

Комитет по аудиту – Комитет по аудиту Совета директоров.

Комитет по запасам – комитет Совета директоров, отвечающий за надзор за аудитом и оценкой запасов.

Комитет по кадрам и вознаграждениям – Комитет по кадрам и вознаграждениям Совета директоров.

Компания или **Tethys** – компания Tethys Petroleum Limited, включает, если контекст не указывает на иное, прямые и косвенные компании, полностью принадлежащие Компании.

Комсомольское месторождение – площадь, входящая в состав Бохтарской контрактной площади.

Контракт на добычу на Аккулке – контракт на добычу на месторождении Аккулка, который заключили 23 декабря 2009 г. TAG и МЭМР и который наделяет TAG исключительными правами на добычу газа из Блока «Аккулка» в течение первоначального периода – 9 лет – до базового третичного уровня.

Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу – лицензия Компании и ее контракт на добычу на Блоке «Кул-Бас».

Координационный комитет «Иберии» - комитет, созданный подрядчиками проекта «Иберия», дочерними компаниями GOG и Tethys и Правительством Грузии.

КТГ – АО «КазТрансГаз», газовая компания Правительства Казахстана.

КУД Северного Уртабулака – Контракт об улучшении добычи от 19 августа 1999 г. между ВНС Limited, совместными компаниями «Узнефтегаздобыча» (ранее – «Узгеонефтегаздобыча») и «Узнефтепродукт» (ранее – «Узнефтепереработка») в отношении месторождения Северный Уртабулак, с учетом изменений, внесенных совместными договорами от 13 сентября 2004 г., 30 ноября 2006 г. и 19 декабря 2007 г., без определенного срока действия.

«Кул-Бас» - ТОО «Кул-Бас», товарищество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в Казахстане, которым на 100% владеет Компания посредством ТК SA.

Кызылой, или месторождение Кызылой – площадь, на которую распространяется действие Контракта на разведку и добычу на месторождении Кызылой.

Лари, или GEL – грузинский лари, законная валюта Грузии.

Лицензия и контракт на разработку месторождения Аккулка – лицензия и контракт TAG на разработку в отношении Блока «Аккулка».

Месторождение Бештентак – известное месторождение нефти, ранее располагавшееся на Бохтарской контрактной площади, описанной далее.

Месторождение Северный Уртабулак – площадь, на которую распространяется действие КУД Северного Уртабулака в Узбекистане.

Месторождение Ходжа-Сартез – площадь, входящая в состав Бохтарской контрактной площади.

МНГ – Министерство нефти и газа Республики Казахстан, ныне Министерство энергетики (МЭ).

МСФО – Международные стандарты финансовой отчетности.

МЭ – Министерство энергетики Республики Казахстан.

МЭМР – Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан.

МЭП – Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан.

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых, подлежащий уплате в госбюджет Казахстана работающими в этой республике нефтегазодобывающими компаниями.

НДС – налог на добавленную стоимость.

Отчет о запасах Gustavson – независимая инженерная оценка запасов сырой нефти и природного газа Компании, подготовленная компанией Gustavson Associates 1 марта 2016 г., по состоянию на 31 декабря 2015 г.

Партнеры в Правительстве Узбекистана – компании «Узнефтепродукт» и «Узнефтегаздобыча», компаньоны (согласно определению в КУД Северного Уртабулака) УНГ.

Проект «Иберия» - объявленное в январе 2014 г. приобретение Компанией доли в 56% в Блоках XI^A, XI^M и XI^N на востоке Грузии, согласно определению в данном отчете.

Простые акции – простые акции номинальной стоимостью 0,10 доллара США в акционерном капитале Компании.

Рабочий комитет «Иберии» - орган управления оператора для работ, выполняемых в рамках КРП XI^A, XI^M и XI^N. Рабочий комитет «Иберии» действует в соответствии с **Договором о совместной деятельности «Иберии»**, согласно приведенному в отчете определению.

Сделка Olisol – корпоративная сделка между TPL и Olisol, включая предлагаемое размещение акций TPL в Olisol и предоставление промежуточного финансирования со стороны Olisol, согласно определению в разделе *«Корпоративная сделка»*.

СНГ – Содружество Независимых Государств, региональная организация, в состав которой входят ряд республик бывшего Советского Союза.

Совет директоров – периодически формируемый Совет директоров Компании.

Соглашение о переуступке доли участия в Казахстане – соглашение о переуступке доли участия от 1 ноября 2013 г. между Компанией и SinoHan Oil and Gas Investment Number 6 B.V., с учетом изменений, внесенных посредством дополнительных договоров между Компанией и SinoHan Oil and Gas Investment Number 6 B.V. 9 июля 2014 г. и 31 октября 2014 г.

Соглашение о переуступке доли участия в Таджикистане – соглашение о переуступке доли участия, относящееся к Бохтарскому КРП, подписанному 21 декабря 2012 г. Компанией с Total и China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, на 100% дочерней компанией Chinese National Petroleum Company.

Соединенные Штаты, или США – Соединенные Штаты Америки.

Сомони, или TJS – таджикский сомони, законная валюта Таджикистана.

Стороны Бохтарского подрядчика (каждая в отдельности – **«Сторона Бохтарского подрядчика»**) – компании KPL, CNPC и Total.

Таджикистан – Республика Таджикистан.

Тенге, или KZT – казахстанский тенге, законная валюта Казахстана.

ТОТ – компания Transcontinental Oil Transportation SPRL, полностью принадлежащая Компании дочерняя компания.

Узбекистан – Республика Узбекистан.

«Узнефтегаздобыча» - узбекское акционерное общество, компаньон УНГ.

«Узнефтепродукт» - узбекское акционерное общество, компаньон УНГ.

УНГ – узбекская государственная нефтегазовая компания, национальный холдинг «Компания «Узбекнефтегаз».

Фунт стерлингов, или GBP – британский фунт стерлингов.

ГЛОССАРИЙ СОКРАЩЕНИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ

В данном Годовом информационном отчете нижеперечисленные сокращения и технические термины имеют следующие значения.

2D – сейсмологические данные, записанные вдоль отдельных дорожек.

3D – набор многочисленных сейсмических данных с узким интервалом, полученных в сетке и обработанных в трех измерениях.

API – Американский нефтяной институт, но чаще эти слова означают степень гравиразведки, обеспечивающую относительную меру плотности сырой нефти.

СОГЕН - Руководство по оценке ресурсов и запасов углеводородов на территории Канады, составленное при участии Общества инженеров-нефтяников (отделение в Калгари) и Канадского института горного дела, металлургии и нефти (Общество нефтяников), с учетом периодически вносимых изменений.

F – градус по Фаренгейту.

Альбский век – геологический этап мелового периода от 112 до 99,6 млн лет назад.

Аптский век – геологический этап мелового периода от 125 до 112 млн лет назад.

атм. – атмосферы, единица измерения давления, равная 102,667 килопаскаля.

барр. – баррель (один баррель равен 34,972 английского галлона или 42 галлонам США).

барр./с. нефти – баррелей нефти в сутки.

барр./сутки – баррели в сутки.

Барремский век – геологический этап мелового периода от 130 до 125 млн лет назад.

бнэ – баррель в нефтяном эквиваленте (баррели нефти плюс природный газ, переведенный в нефть по курсу перевода 6 тыс. стандартных куб. футов природного газа на каждый баррель нефти).

бнэс – баррель условного топлива (нефтяного эквивалента) в сутки.

брутто (валовый):

Бухара – геологический слой средней и верхней палеоценовой эпохи от ~61,1 до ~55,8 млн лет назад. Состоит главным образом из углеводородов, является исторически доказанным главным нефтяным резервуаром таджикской части афгано-таджикского бассейна.

- (i) в отношении доли Компании в добыче или запасах – ее «валовые запасы компании», представляющие прямое долевое участие Компании (рабочее или нерабочее) в валовых запасах до вычета роялти и НДСИ, без включения рентных долей Компании;
- (i) в отношении доли Компании в добыче или запасах – ее прямое долевое участие (рабочее или нерабочее) после вычета подлежащей уплате суммы налога на добычу полезных ископаемых;
- (ii) в отношении доли Компании в имуществе – общая площадь имущества, в которой есть доля Компании, умноженная на прямое долевое участие, принадлежащее Компании.
- (ii) в отношении доли Компании в имуществе – общая площадь имущества, в которой есть доля Компании, умноженная на прямое долевое участие, принадлежащее Компании.
- (iii) в отношении скважин – количество скважин, приобретенных за счет объединения текущего прямого долевого участия Компании в каждой из ее валовых скважин;
- (iii) в отношении скважин – общее количество скважин, приобретенных за счет объединения текущего прямого долевого участия Компании в каждой из ее валовых скважин;

Готеривский - геологический этап мелового периода от 136,4 до 130 млн лет назад.

Девонский период – геологический период от 416 до 359,2 млн лет назад.

Кайнозойская эра – геологическая эра от 65,5 млн лет назад до настоящего времени, включающая палеогеновый и неогеновый периоды.

Каменноугольный период – геологический период от 359,2 до 299 млн лет назад.

кв. км – квадратный километр.

кВт – киловатт.

км – километр.

куб. м – кубический метр.

Кызылойские песчаники, или **Кызылойский песок** – песчаник эоценового века, от тонкозернистого до очень тонкозернистого, тонкий слой, не морского происхождения, с насыщенным газом слоем от 2 до 6 м, преимущественно найденные между 400 и 600 м ниже поверхности, с высокой пористостью и высоким содержанием связанной воды.

л. с. – лошадиная сила.

м – метр.

мД – миллиарды.

Мезозой – геологическая эпоха в неогеновом периоде от 23,03 до 5,332 млн лет назад.

Меловой период – геологический период от 145,5 до 65,5 млн лет назад.

млрд куб. м – миллиард кубических метров.

млрд куб. ф. – миллиард кубических футов.

мм – миллиметр.

Неоген – геологический период кайнозойской эры от 23,03 до 5,33 млн лет назад, после палеогенового периода.

нетто (чистый):

Олигоцен – геологическая эпоха третичного периода от 33,9 до 23 млн лет назад.

Палеоген – геологический период от 65,5 до 23 млн лет назад.

Палеозой – геологическая эра от 542 до 251 млн лет назад, включает девонский, каменноугольный и пермский периоды.

Палеоцен – нижняя эпоха в палеогеновом периоде от 65,5 до 61,7 млн лет назад, сразу после мелового периода.

Пермский период – геологический период от 299 до 251 млн лет назад, последний период палеозойской эры.

Плейстоцен – геологическая эпоха в четвертичном периоде от 2,588 млн до 11 700 лет назад.

Плиоцен – геологическая эпоха в неогеновом периоде от 5,332 до 2,588 млн лет назад.

С – градус Цельсия.

Сеноманский век – геологический этап мелового периода от 99,6 до 93,5 млн лет назад.

Тасаран, или **Тасаранский песок** – песчаник эоценового века, от тонкозернистого до очень тонкозернистого, не морского происхождения, со значительным содержанием глины, немногим стратиграфически старше, чем кызылойский песчаник, преимущественно обнаруженный в промежутке между 500 и 600 м (1,641 до 1,969 фута) от поверхности.

Третичный период – геологический период от 65 до 1,8 млн лет назад.

Триасовый период – геологический период от 251 до 199,6 млн лет назад.

ф. – фут.

ф. на кв. дюйм – футов на квадратный дюйм, единица измерения давления, эквивалентная 0,068 атм.

Эоценовая эпоха – геологическая эпоха от 55,8 до 33,9 млн лет назад в палеогеновой системе кайнозойской эры непосредственно после палеоцена.

Юрский период – геологический период от 199,6 до 145,5 млн лет назад.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ О НЕФТИ И ГАЗЕ

В данном Годовом информационном отчете, если контекстом не обусловлено иное, нижеперечисленные термины имеют указанные значения, согласно ожиданиям COGEN, в соответствии с требованиями NI51-101 Стандартов открытости деятельности по добыче нефти и газа Управляющих ценными бумагами Канады.

Запасы – подсчитанное остающееся количество нефти и природного газа и сопутствующих веществ, которое, как предполагается, можно извлечь из известных залежей, на заданную дату, на основании анализа буровых, геологических, геофизических и инженерных данных, использования сформировавшейся методологии, с учетом конкретных экономических условий, в целом признанных целесообразными. Запасы классифицируют по степени определенности, связанной с расчетами.

Доказанные запасы – запасы, которые можно подсчитать с высокой степенью уверенности относительно возможности извлечения. Вероятно, фактические извлеченные оставшиеся объемы превысят оставшиеся доказанные запасы.

Вероятные запасы – дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже в сравнении с доказанными запасами. Также вероятно, что фактические извлеченные оставшиеся объемы будут больше или меньше суммы подсчитанных доказанных запасов и вероятных запасов.

Возможные запасы – дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже в сравнении с вероятными запасами. Фактические извлеченные оставшиеся объемы едва ли превысят сумму подсчитанных доказанных, вероятных и возможных запасов.

Разработанные запасы – запасы, которые, как предполагается, можно извлечь из имеющихся скважин и на промышленных объектах, или, если объекты не построены, потребуются незначительные затраты (например, в сравнении со стоимостью бурения скважины) для начала добычи запасов. Разработанные запасы можно разбить на добываемые и не добываемые.

Добываемые разработанные запасы – запасы, которые, как предполагается, можно извлечь из интервалов заканчивания, открытых на момент выполнения расчетов. Такие запасы могут добываться в настоящее время или, если они закрыты, должны были добываться ранее, а дата возобновления добычи должна быть известна с достаточной долей уверенности.

Не добываемые разработанные запасы – запасы, которые либо не добывались, либо добывались ранее, но на данный момент закрыты, а дата возобновления добычи неизвестна.

Неразработанные запасы – запасы, которые, как предполагается, можно извлечь из известных залежей, при этом потребуются значительные затраты (например, в сравнении со стоимостью бурения скважины), чтобы их добыча стала возможной. Они должны полностью соответствовать требованиям класса запасов (доказанные, вероятные, возможные), к которому они относятся.

Для некоторых других технических терминов, используемых в данном Годовом информационном отчете, определения которых в нем не отражены, определения можно найти в стандарте NI 51-101, и в данном отчете они должны иметь такое же значение, как и в NI 51-101, если контекстом не обусловлено иное. См. раздел *«Отчет о данных по запасам и информации о нефти и газе»*. **Если не сказано иное, все объемы газа и нефти представлены при стандартных температуре и давлении (температура = 15°C (60°F), давление = 1 атм. или 14,7 фута на кв. дюйм).**

Подсчеты запасов и будущего чистого дохода по конкретному имуществу могут не отражать такую же степень уверенности, как подсчеты запасов и будущего чистого дохода по всему имуществу, в силу эффекта сведения.

В данном Годовом информационном отчете, где объемы показаны в бнэ, объемы газа переведены в нефтяной эквивалент по курсу 6 тыс. куб. ф. к 1 бнэ (170 куб. м к 1 бнэ). Термин «бнэ» может ввести в заблуждение, в частности, если используется обособленно. Курсе перевода бнэ, равный 6 тыс. куб. ф. к 1 бнэ, основан на методе

перевода в энергетический эквивалент, главным образом применяемом на окончательном горелке, и не представляет стоимостный эквивалент, приемлемый у устья скважины.

Если не указано иное, упоминание нефти подразумевает саму нефть, конденсат и газоконденсат (ГК).

ВАЛЮТА И ОБМЕННЫЙ КУРС

В данном Годовом информационном отчете все указания доллара означают доллар США, если не отмечено иное.

Компания сообщает о результатах своей деятельности, представляя данные в долларах США, но при этом в той или иной степени оплачивает свои расходы и получает доход в валюте других стран. Более того, простые акции Компании торгуются на TSX и продаются по цене в канадских долларах, а на Лондонской фондовой бирже – в фунтах стерлингов. Ниже представлены данные об обменном курсе за 2015 год для определенных валют, с которыми имеет дело Компания, по отношению к доллару США.

Канадский доллар

Фунт стерлингов

Наивысший курс в 2015 году: USD1 = CAD1,3955 Наивысший курс в 2015 году: USD1 = GBP0,6833

Наименьший курс в 2015 году: USD1 = CAD1,1613 Наименьший курс в 2015 году: USD1 = GBP0,6294

Курс на 31 декабря 2015 г.: USD1 = CAD1,3869

Курс на 31 декабря 2015 г.: USD1 = GBP0,6755

Казахстанский тенге

Таджикистанский сомони

Наивысший курс в 2015 году: USD1 = KZT344,000 Наивысший курс в 2015 году: USD1 = TJS6,9897

Наименьший курс в 2015 году: USD1 = KZT180,147

Наименьший курс в 2015 году: USD1 = TJS5,3074

Курс на 31 декабря 2015 г.: USD1 = KZT336,789

Курс на 31 декабря 2015 г.: USD1 = TJS6,9897

Грузинский лари

Наивысший курс в 2015 году: USD1 = GEL2,4499

Наименьший курс в 2015 году: USD1 = GEL1,8780

Курс на 31 декабря 2015 г.: USD1 = GEL2,3966

Данные по курсам представлены компанией OANDA Europe Limited, компанией, зарегистрированной в Англии, деятельность которой разрешена и регулируется Управлением по финансовому регулированию и надзору.

КОНВЕРТАЦИЯ

В таблице ниже представлена стандартная конвертация из единиц британской системы мер и весов в единицы международной системы (метрические).

<u>Исходная единица</u>	<u>Перевести в</u>	<u>Умножить на</u>
Дюйм	М	0,0394
Фут	М	0,305
М	Ф.	3,281
Миля	Км	1,610
Км	Миля	0,621
Акр	Кв. км	0,004
Кв. км	Акр	247,1
Барр.	Куб. м	0,159
Куб. м	Барр.	6,290
Тыс. куб. ф.	Тыс. куб. м	0,0283
Тыс. куб. м	Тыс. куб. ф.	35,315
Млрд куб. ф.	Млрд куб. м	0,0283
Млрд куб. м	Млрд куб. ф.	35,315
Атм.	Фунт на кв. дюйм	14,697
Тыс. куб. ф. (газ)	Бнэ	0,1667
Тыс. куб. м (газ)	Бнэ	5,885

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ

Некоторые заявления, содержащиеся в данном Годовом информационном отчете, представляют собой прогнозные утверждения или информацию (общее название – «**прогнозные заявления**»), основанные на текущих внутренних ожиданиях, расчетах, проекциях, предположениях и убеждениях Компании на дату подготовки таких утверждений или информации, включая, помимо прочего, предположения относительно добычи, будущих капиталовложений и движения денежных средств. Такие заявления касаются будущих событий или будущей деятельности Компании. Все заявления, кроме информирующих об исторических фактах, можно считать прогнозными. Часто, хотя и не всегда, прогнозные заявления можно выделить по наличию в ней таких слов, как «стремится», «ожидает», «планирует», «продолжает», «рассчитывает», «предполагает», «может», «будет», «проектирует», «предвидит», «возможный», «целевой», «нацеленный», «намеревается», «мог бы», «следует», «полагает», и аналогичных им. Подобные заявления не являются гарантией будущей деятельности и предполагают известные и неизвестные риски, неопределенность и прочие факторы, в силу которых фактические результаты и события могут значительно отличаться от ожидаемых – описанных в прогнозных утверждениях и информации. Компания полагает, что ожидания, отражаемые в таких прогнозных заявлениях, разумны, но при этом нельзя сказать с уверенностью, что эти ожидания оправдаются, как не следует и чрезмерно полагаться на прогнозные заявления в данном Годовом информационном отчете. В силу своего характера прогнозная информация предполагает множественные предположения, известную и неизвестную степень неопределенности – общей или в конкретном вопросе, и по этой причине предположения, прогнозы и прочие прогнозные утверждения могут не сбываться. Такие заявления относятся только к дате составления данного Годового информационного отчета. В частности, данный Годовой информационный отчет содержит прогнозные заявления, касающиеся, помимо прочего, следующих вопросов:

- качество запасов;
- эффективность и характеристики нефтегазового имущества Компании;
- буровая техника, планы бурения, временные рамки бурения, повторного освоения скважин, захлеста скважин;
- уровень добычи нефти и газа;
- производительность скважин, ожидаемый объем добычи, предполагаемые даты начала добычи;
- программы капиталовложений, включая рабочие программы, относящиеся к лицензиям;
- планы по строительству и сдаче объектов, временные рамки и методы финансирования;
- прогнозы, касающиеся рыночных цен и издержек;
- затраты на бурение, освоение и объекты;
- результаты различных проектов Компании;
- время разработки неразработанных запасов;
- предложение и спрос на нефть и природный газ;
- цены на товарно-сырьевые ресурсы;
- возможность реализовать газ по прогнозируемой цене;
- доступ к существующим трубопроводам;
- объем природного газа и запасов газоконденсата на выходе и чистый доход от него;
- ожидания относительно способности Компании привлекать капитал и приумножать запасы за счет приобретений и разработки;
- ожидаемые ставки роялти, расходы на добычу, общие административные расходы, затраты на услуги,

прочие расходы и издержки;

- налоговый горизонт Компании;
- будущие приобретения и ожидаемый рост внутри Компании;
- деятельность в условиях текущего государственного регулирования и налогового режима;
- влияние государственного регулирования на Компанию относительно других нефтегазодобывающих компаний аналогичного масштаба;
- способность Компании получать и сохранять необходимые лицензии и разрешения регулирующих органов для осуществления запланированной деятельности;
- намерения Компании вывести или продать свои активы в Грузии;
- способность Компании исправить ситуацию после невыполнения обязательств по активам в Таджикистане и таким образом сохранить свою долю в КРП ВОС;
- способность компании вернуть себе стоимость актива в Таджикистане в условиях невыполнения обязательств;
- успешное выполнение Сделки Olisol согласно приведенному в отчете определению;
- задача Компании по поставке газа в Китай по новому газопроводу сразу после ввода его в эксплуатацию;
- получение ожидаемой выгоды от приобретений и продажи.

Что касается прогнозных заявлений, содержащихся в данном Годовом информационном отчете, Компания, помимо прочего, озвучила предположения относительно следующего:

- дальнейшее существование и эксплуатация существующих трубопроводов;
- будущие цены на нефть, газ и газоконденсат;
- будущие валюты и обменные курсы;
- способность Компании обеспечивать достаточный поток денежных средств от своей деятельности и выходить на рынок капиталов для выполнения своих будущих обязательств;
- способность Компании сохранять полученные в Казахстане лицензии и выполнять минимальные обязательства по работе;
- отсутствие существенных изменений в нормативно-правовой базе, регулирующей уплату роялти, налогообложения и вопросы охраны окружающей среды в странах, в которых Компания осуществляет свою деятельность;
- уровни добычи нефти и природного газа;
- Компания сможет поставлять газ в Китай по новому газопроводу по ценам и на условиях, которые благоприятны для Компании;
- намерения Компании вывести или продать свои активы в Грузии;
- вероятность того, что Компании удастся сохранить свою долю в Таджикистане, несмотря на невыполнение обязательств по платежам по ССД ВОС;
- выполнение Сделки Olisol;
- способность Компании нанимать квалифицированный персонал и получать отвечающее требованиям

оборудование своевременно и при разумных затратах, чтобы удовлетворять свои запросы.

Хотя Компания считает разумными ожидания, отраженные в прогнозных утверждениях и информации, нельзя быть уверенным, что эти ожидания окажутся верными. Компания не может гарантировать будущие результаты, объемы работы, эффективность и успехи. Следовательно, Компания не делает заявлений о том, что фактические результаты будут полностью или хотя бы частично совпадать с теми, которые указаны в прогнозных заявлениях. Риски и прочие факторы, на которые не может повлиять Компания и из-за которых результаты могут существенно отличаться от обозначенных в прогнозных утверждениях и информации в данном Годовом информационном отчете, помимо прочих, включают следующее:

- невозможность получить ожидаемую выгоду от геологоразведочной деятельности;
- колебание рыночных цен на нефть и природный газ;
- обязательства и риски, сопутствующие деятельности по добыче нефти и газа;
- неопределенность, связанная с оценкой запасов;
- непредвиденные события в добыче, которые могут сократить ее объемы, привести к ее прекращению или задержке;
- конкурентная борьба, помимо прочего, за капитал, приобретение запасов, неразработанные участки, квалифицированный персонал;
- конкурентная борьба за буровые установки и прочие услуги и/или неспособность удержать их;
- доступ к капиталу на приемлемых условиях;
- неверная оценка стоимости приобретений;
- проблемы геологического, технического характера, в бурении, переработке;
- необходимость получать обязательные одобрения и разрешения у регулирующих органов и третьих лиц, когда потребуется;
- общая политическая и экономическая ситуация в Казахстане, Таджикистане, Грузии и в мире;
- изменения в режиме начисления роялти и государственной нормативно-правовой базе, связанной с ними;
- риски, связанные с разведкой залежей, их разработкой, добычей, переработкой, хранением и транспортировкой природного газа;
- отсутствие необходимого оборудования и услуг;
- колебания валютных курсов, процентных ставок, волатильность рынка ценных бумаг;
- невозможность для Компании поставлять газ в Китай по новому газопроводу по ценам и на условиях, которые благоприятны для Компании;
- невозможность для Компании успешно вывести или продать свои активы в Грузии;
- неспособность Компании исправить ситуацию после невыполнения обязательств по активам в Таджикистане или получить их стоимость за счет вывода или продажи;
- риски, связанные с завершением Сделки Olisol;
- изменения в государственной нормативно-правовой базе;
- прочие факторы, описанные в разделе «*Факторы риска*».

Утверждения, касающиеся «запасов», считаются прогнозными, поскольку подразумевают оценку, основанную на определенных расчетах и предположениях, что запасы и ресурсы, о которых идет речь в данном отчете, можно будет добывать, извлекая выгоду, в будущем. Читателю следует помнить, что приведенные выше списки – не исчерпывающие. Это предупреждение четко характеризует прогнозные заявления, содержащиеся в данном Годовом информационном отчете. Компания не намерена и не берет на себя обязательство обновлять или пересматривать такие прогнозные заявления, кроме случаев, когда этого требует применимое законодательство в области безопасности.

КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА

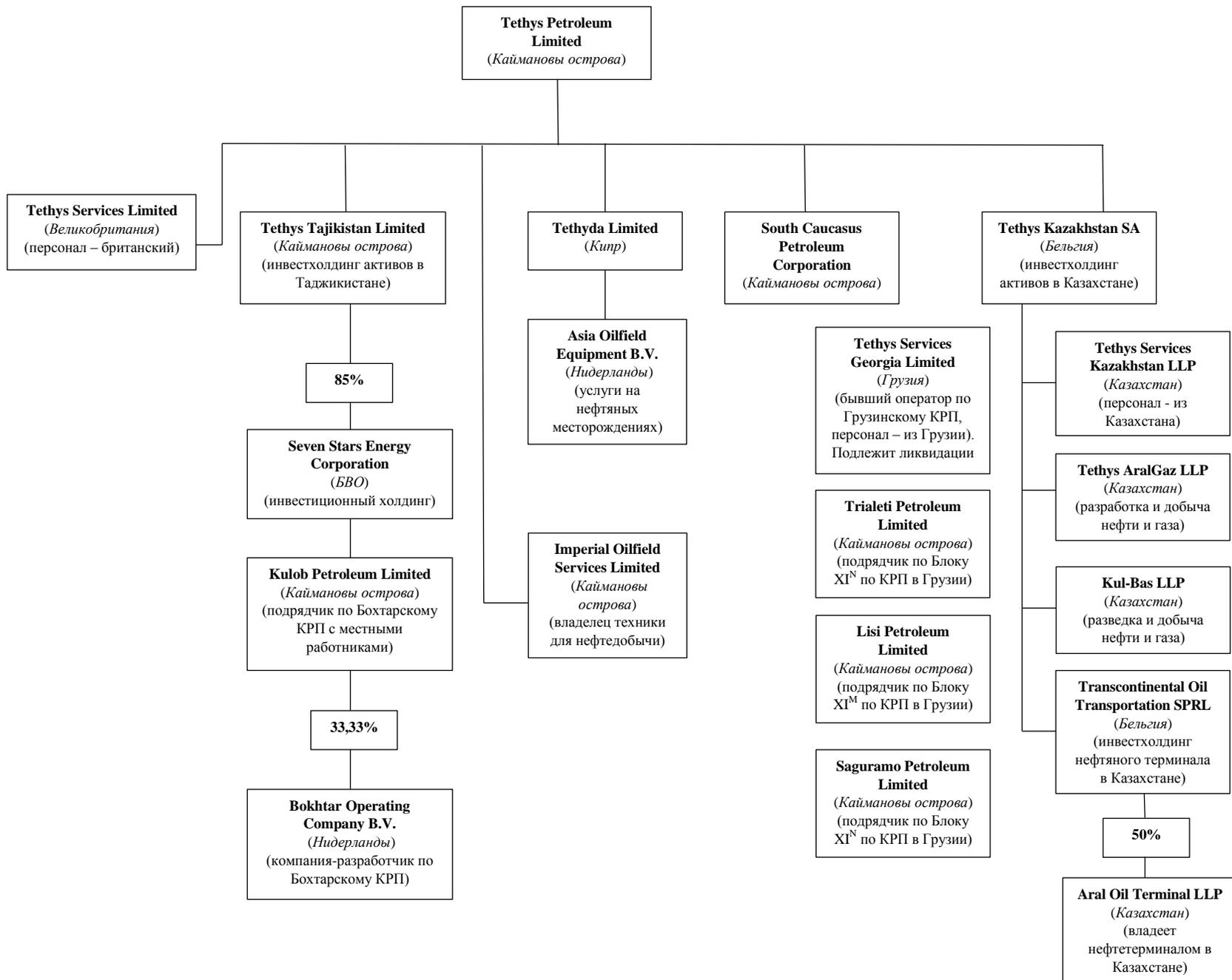
Название, адрес, регистрация

Компания была зарегистрирована под названием Tethys Petroleum Investments Limited в соответствии с законодательством Гернси 12 августа 2003 г. 22 сентября 2006 г. Компания изменила свое название на Tethys Petroleum Limited. Компания продолжила свое существование в соответствии с законодательством Каймановых островов с 17 июля 2008 г.

Юридический адрес Компании: 89 Nexus Way, Camana Bay, Grand Cayman, KY1-9007, Cayman Islands. Адрес Компании для корреспонденции: P.O. Box 524, St. Peter Port, Guernsey, GY1 6EL, British Isles.

Межкорпорационные отношения

На схеме ниже представлена структура корпоративного владения Компании, ее действующих дочерних компаний, компаний с долевым участием (включая юрисдикцию регистрации и текущую долю во владении – по числу голосов и акций – у Компании или дочерней компании) по состоянию на 31 декабря 2015 г.:



ОБЩЕЕ РАЗВИТИЕ БИЗНЕСА

История Компании

Tethys является компанией по разведке и добыче нефти и газа. Ее деятельность сосредоточена на проектах в Центральной Азии и Каспийском регионе. В настоящее время Компания реализует проекты в Казахстане, Таджикистане и Грузии.

Tethys была зарегистрирована на о. Гернси 12 августа 2003 г. с целью владения долями участия на тот момент ее материнской компании в Центральной Азии. В свете потребности в крупном капитале для развития Tethys и ее активов в Казахстане ее материнская на тот момент компания приняла решение выделить Tethys.

27 июня 2007 г. Компания завершила свое IPO, и простые акции стали торговаться на Фондовой бирже Торонто (TSX). Простые акции торгуются на TSX под обозначением «TPL». Компания приступила к коммерческой добыче газа в декабре 2007 г. в рамках своего начального проекта на месторождении Кызылой в Казахстане. 25 июля 2011 г. Компания завершила листинг на главной площадке Лондонской фондовой биржи (LSE), и весь ее простой акционерный капитал был включен в официальный перечень Управления по финансовому регулированию и надзору Великобритании, и акции стали торговаться на LSE под обозначением «TPL».

Далее изложены значительные события, происходившие в последние три года и до настоящего времени в 2016 году и повлиявшие на общее развитие бизнеса.

2013 год

31 января 2013 г. Компания объявила о двукратном повышении чистой цены на газ, который продавала в Казахстане. TAG подписал два контракта на поставку газа с ИЦА, дочерней компанией КТГ в полном его владении. Контракты касались месторождений природного газа Кызылой и Аккулка и предусматривали годовой объем добычи до 150 млн куб. м при повышенной чистой цене в 65 долларов США за тысячу кубометров (1,84 доллара США за тысячу куб. ф.) газа (72,8 доллара США за тысячу куб. м или 2,06 доллара США за тыс. куб. ф., включая НДС) за вычетом расходов на продвижение и дистрибуцию. Контракты были подписаны на срок до 31 декабря 2013 г., а их стоимость была выражена в казахстанских тенге.

27 февраля 2013 г. Компания объявила о продлении периода разведки по Контракту о разработке и добыче на месторождении Кул-Бас на два года – до 11 ноября 2015 г. Контрактная площадь месторождения Кул-Бас расположена вокруг контрактной площади Аккулка, в состав которой входят действующие нефтяные и газовые месторождения Компании. Продление дает дополнительное время для разведки привлекательных площадей с несколькими разведываемыми участками и отводами.

16 мая 2013 г. Компания объявила, что подписала Протокол о намерениях с УНГ относительно геологоразведочных работ на блоке «Байтерек» в северной части Северного Устюртского бассейна в Узбекистане.

18 июня 2013 г. Компания объявила о выполнении Договора о переуступке доли участия в Таджикистане, заявленного в декабре 2012 года, с участием дочерних компаний Total и CNPC. Три партнера владеют равными долями в Бохтарском КРП. Было создано совместное предприятие – Bokhtar Operating Company (BOC). В рамках приобретения Правительство Таджикистана добавило еще 1 186,37 кв. м очень перспективного участка, который до этого не был включен в территорию Бохтарского КРП, а также продлил период первого отказа от права на разработку по КРП на пять лет – до 2020 года.

8 июля 2013 г. Компания заявила о заключении соглашения о приобретении доли в 56% в Контрактах о разделе продукции, охватывающих три блока в Грузии (**проект «Иберия»**). 2 января 2014 г. Компания объявила, что получила согласие на приобретение от Правительства Грузии.

12 сентября и 31 октября 2013 г. Компания объявила о начале бурения в Казахстане на разведочных скважинах АКД08 (Doto) и АКД09 (Dexa) соответственно.

1 ноября 2013 г. Компания объявила о заключении окончательного соглашения о продаже 50% ее нефтегазовых активов в Казахстане компании SinoHan, входящей в состав HanHong – фонда прямых инвестиций, находящегося в Пекине (КНР).

14 ноября 2013 г. Компания сообщила, что недавние проблемы, связанные с Ферганским нефтеперерабатывающим заводом и распределением сырой нефти, создали сложности с переработкой и доставкой части продукции ее

дочерней компании ВНСL с месторождения Северный Уртабулак и что Компания может принять решение о сокращении или приостановке добычи на Северном Уртабулаке до разрешения указанных проблем, а также отложить начало работ на месторождении Чегара. В декабре 2013 года Совет директоров принял официальное решение уйти из Узбекистана из-за изменений в деловой и политической среде, а 2 января 2014 г. заявил о незамедлительном вступлении решения в силу.

4 декабря 2013 г. Компания объявила о начале программы испытания разведочной скважины КБД01 (Calypso) в Казахстане. Первая фаза интенсификации была успешно завершена в марте 2014 года с успешным гидравлическим разрывом пласта. Компания считает, что для завершения интенсификации скважины требуется дополнительная работа, включая возможные зарезку нового ствола скважины и подкисление.

4 декабря 2013 г. Компания также объявила о подготовке разведочной скважины АКД08 (Doto) к испытательной программе и о планах по использованию разведочной скважины АКД09 (Dexa) в качестве полугоризонтальной эксплуатационной скважины на месторождении Дорис в юрской и каменноугольной секвенции, близко к скважине-первооткрывательнице АКД01 на месторождении Дорис.

2014 год

7 марта 2014 г. Компания объявила об успешной работе первой неглубокой скважины по разведке газа АКК17 в рамках ее программы 2014 года.

20 марта 2014 г. Компания объявила об успешной работе второй неглубокой скважины по разведке газа АКК18 в рамках ее программы 2014 года.

24 апреля 2014 г. Компания объявила об успешной работе третьей неглубокой скважины по разведке газа АКК19 в рамках ее программы 2014 года.

14 мая 2014 г. Компания объявила о предполагаемом частном размещении 36 894 923 простых акций по цене 0,24 фунта стерлингов на валовую выручку в 15 млн долларов США. Частное размещение было осуществлено множественными траншами в мае и июне 2014 года. Чистая выручка от частного размещения была направлена на финансирование постоянного развития программы Компании по добыче мелкозалегающего газа в Казахстане.

29 июня 2014 г. Компания объявила, что получила разрешение Министерства нефти и газа Республики Казахстан на продление Контракта на добычу на месторождении Кызылой на 15 лет – до июня 2029 года.

2 июля 2014 г. Компания объявила об успешной работе четвертой неглубокой скважины по разведке газа АКК20 в рамках ее программы 2014 года и о том, что четыре скважины по разведке мелкозалегающего газа (АКК17, АКК18, АКК19 и АКК20) будут интегрированы в существующую газодобывающую инфраструктуру и задействованы в постоянной добыче вместе с еще четырьмя скважинами, пробуренными ранее (АКК05, АКК14, АКК15 и АКК16).

20 октября 2014 г. Компания объявила о получении от Pope Asset Management LLC (**РАМ**) требование создать внеочередное собрание акционеров для исключения большей части директоров – всех, кроме Джулиана Хаммонда, Маркуса Роудса и Джима Роулза.

31 октября 2014 г. Компания объявила о заключении соглашения с SinoHan, отодвигающее предельную дату осуществления продажи Компанией 50-процентной доли участия в Tethys Kazakhstan S.A. на 1 мая 2015 г.

5 ноября 2014 г. Компания объявила, что ее Совет директоров получил требование от РАМ («**Предлагающий акционер**») созвать внеочередное общее собрание («**ВОС**») Компании. По итогам контактов с Предлагающим акционером и рядом других акционеров Компании в связи с требованием Совет директоров согласился с тем, что Дэвид Робсон и Лиз Лэндлз должны незамедлительно уйти в отставку, а кандидатуры директоров, выдвинутые Предлагающим акционером, - Дэвид Боттинг, Дэвид Робертс, Джон Белл и Дэвид Хендерсон – предложены на голосование на предстоящем ВОС. Кроме этого, Дениз Лэй должна была остаться в числе директоров Компании, а остальные директора, названные в требовании, - уйти из Совета директоров вечером накануне ВОС.

В ноябре 2014 г. Компания объявила об отставке Дэвида Робсона, Элизабет Лэндлз, Питера Лилли, Пирса Джонсона и Залмая Халилзада с постов директоров Компании и назначении директорами Джона Белла, Дэвида Хендерсона, Дэвида Робертса и Дэвида Боттинга, при этом Джон Белл также становился исполнительным председателем. В результате изменений в Совете директоров РАМ согласился отозвать требование о внеочередном собрании акционеров.

1 декабря 2014 г. Компания огласила подробности своей программы сокращения расходов, в том числе – закрытие своих офисов в Дубае, Торонто и Вашингтоне. Кроме этого, Компания заявила, что в свете своего финансового положения не планирует значительные капиталовложения в свои проекты в Грузии.

31 декабря 2014 г. Компания объявила, что ТОО Tethys Aral Gas, полностью принадлежащая ей дочерняя компания в Казахстане, заключила годичный контракт на 2015 год с КТГ по фиксированной цене в тенге. За вычетом комиссионных за продвижение, сумма контракта была эквивалентна 75 долларам США за тысячу кубометров (при обменном курсе в 181,78 тенге за доллар), что на 42% выше цены 2014 года. Контракт касался добычи газа на месторождениях природного газа Кызылой и Аккулка и был рассчитан на объем до 100 млн куб. м.

2015 год

6 января 2014 г. Компания объявила, что МЭ Республики Казахстан дало свое согласие на продление Контракта на разработку Аккулки с 10 марта 2015 г. до 10 марта 2019 г.

13 января 2015 г. Компания заявила, что по итогам реализации ее программы по мелкозалегающему газу 2014 года объем добычи газа удвоился и достиг 559 тыс. куб. м в сутки.

16 января 2015 г. Компания объявила о получении новой кредитной линии на сумму 6 млн долларов США и выпуске 35 600 000 варрантов, исполнимых по цене CAD0,19 каждый, частному субъекту, зарегистрированному на Каймановых островах. Основная сумма подлежит выплате по окончании двух лет, с выплатой 8% годовых каждые шесть месяцев. 14 июля 2015 г. Компания объявила, что займодавец реализовал свой опцион на сдачу 35 600 000 варрантов, как указано далее. Пол состоянию на 1 марта 2016 г. действующая ставка процентов на невыплаченную основную сумму выросла до 10,5%, подлежащих выплате ежеквартально начиная с 30 апреля 2016 г., согласно изменениям, внесенным в кредитное соглашение и вступившим в силу 12 марта 2016 г. (указано далее).

22 января 2015 г. Компания объявила, что заключила соглашение (при условии доработки документации) со своим партнером GOG о снятии своих обязательств по финансированию по соглашению о переуступке доли участия в июле 2013 г. путем сокращения своего участия согласно грузинским КИР. Согласно условиям нового соглашения, Компания сократила свое участие в грузинских КИР с 56% до 49% с 30 января 2015 г., а GOG стала эксплуатирующей компанией по каждому из них с 1 февраля 2015 г.

23 января 2015 г. Компания объявила, что МЭ Республики Казахстан дало свое согласие на продление Контракта на разработку месторождения Кызылой еще на 15 лет – с 14 июня 2014 г. до 31 декабря 2029 г. МЭ согласилось на продление контракта после того, как Государственный комитет Казахстана по запасам одобрил новые государственные запасы по Кызылою, заявленные ранее – в мае 2014 года.

2 марта 2015 г. Компания объявила, что подписала Меморандум о взаимопонимании с компанией PetroChina International Kazakhstan Ltd. по сотрудничеству в продаже газа и сырой нефти Китайской Народной Республике.

10 марта 2015 г. Компания объявила о получении новой кредитной линии на сумму 3,5 млн долларов США и выпуске 23 333 333 двухгодичных варрантов, исполнимых по цене CAD0,19 каждый, компании Annuity and Life Reassurance Ltd («ALR»), страховой компании, активами которой управлял ПАМ.

2 апреля 2015 г. Компания заявила, что Дэвид Боттинг не планировал выдвигать свою кандидатуру на переизбрание директором без исполнительных полномочий на Общем годовом собрании.

1 мая 2015 г. Компания представила дополнительные детали заявленного ранее стратегического обзора и отчета о сделке с SinoHap, сообщив рынку, что сделки с SinoHap не будет, поскольку обязательное одобрение от Министерства энергетики так и не было получено к предельной дате – 1 мая 2015 г. Компания SinoHap подтвердила, что не желает договариваться о дальнейшем продлении сделки. Начались переговоры с SinoHap о расторжении договора купли-продажи («ДКП»).

15 мая 2015 г. Компания объявила, что подписала и закрыла связывающее соглашение о беззалоговой конвертируемой кредитной линии на сумму 7,5 млн долларов США с AGR Energy, при цене конверсии 0,10 доллара США и процентной ставке 9% годовых, подлежащих выплате дважды в год до даты погашения – 30 июня 2017 г.

22 мая 2015 г. Компания объявила о заключении соглашения о выпуске и продаже беззалоговой конвертируемой облигации компании ALR, основная сумма которой составила 1,7 млн долларов США, цена конверсии – 0,10 доллара США.

11 июня 2015 г. Компания представила корпоративный отчет и объявила о достижении мирового решения на взаимовыгодных условиях с SinoHan относительно расторжения ДКП, в соответствии с которым Компания должна будет выплатить кредит эскроу и оплатить оговоренные расходы.

11 июня 2015 г. Компания объявила результаты своего Годового общего и специального собрания акционеров, состоявшегося 11 июня 2015 г. По итогам собрания Джулиан Хэммонд, Дениз Лэй и Маркус Роудс отозвали свои кандидатуры на переизбрание в Совет директоров. Компания объявила о назначении Адеолы Огунсеми новым директором Компании.

1 июля 2015 г. Компания подписала соглашение о частном размещении 318 003 951 новой простой акции по цене CAD0,192 за простую акцию («**Размещение AGR**») с AGR Energy Holding, дочерней компанией AGR Energy.

13 июля 2015 г. компания Nostrum обратилась в Совет директоров Tethys по вопросу возможного предложения всего акционерного капитала Tethys по возможной цене CAD0,2185 за акцию Tethys.

14 июля 2015 г. Компания объявила, что займодавец по договору о кредите на сумму 6 млн долларов США, объявленном Компанией 16 января 2015 г., реализовал свой опцион на уступку 35 600 000 варрантов, которыми он владел в Tethys, за 2,1 млн долларов США в качестве выкупной стоимости в результате заключения соглашений о конвертируемом кредите с AGR Energy и ALR, объявленных 15 мая и 22 мая 2015 г. соответственно. 2,1 млн долларов США были добавлены к невыплаченной основной сумме кредита и подлежат выплате в дату погашения через 2 года.

23 июля 2015 г. Компания заявила, что согласилась назначить Уильяма Уэллса в Совет директоров директором без исполнительных полномочий при условии и после закрытия недавно объявленного размещения AGR на сумму 47,7 млн долларов США.

10 августа 2015 г. Компания объявила, что размещение AGR на сумму 47,7 млн долларов и сопутствующее размещение в пользу РАМ выполнены не будут.

10 августа 2015 г. Компания объявила о получении нового необязывающего индикативного предложения от Nostrum относительно возможного предложения на весь выпущенный и ожидаемый к выпуску акционерный капитал Компании («**Возможная оферта**»). Возможная оферта предусматривала цену CAD0,2185 за акцию Tethys. В связи с Возможной офертой Tethys и Nostrum обсудили кредитное финансирование в размере 5 млн долларов США под 9% годовых с привлечением в полном объеме для поддержания краткосрочной ликвидности Tethys в период, в который может быть реализована любая оферта. Кредит был предоставлен Компании незамедлительно и привлечен в полном объеме 10 августа 2015 г. Дата возврата кредита была назначена на 28 февраля 2016 г. или, если Nostrum не объявит о намерении выдвинуть оферту в течение двух рабочих дней после подписания подтверждающего документа, на 31 августа 2016 г. Проценты по ставке 9% годовых подлежали выплате в день погашения кредита.

28 августа 2015 г. Компания получила необязывающее и весьма условное предложение от Nostrum, устанавливающее условия, на которых Nostrum была готова предложить приобрести весь выпущенный и ожидаемый к выпуску акционерный капитал Tethys. Предложение предусматривало цену CAD0,147 за акцию Tethys, которая была бы выплачена полностью оплаченными простыми акциями Nostrum.

23 сентября 2015 г. Tethys и Nostrum подписали необязывающее индикативное письмо о намерении, устанавливающее предложенные условия, на которых Nostrum приобретет весь выпущенный и ожидаемый к выпуску акционерный капитал Tethys по цене CAD0,147 за акцию («**Предлагаемая оферта**»). Компания согласилась предоставить Nostrum ограниченный период эксклюзивности до 23.59 по лондонскому времени 6 октября 2015 г. в связи с Предполагаемой офертой и возможной, вытекающей из него офертой. В связи с Предлагаемой офертой Nostrum также предложила условия возможной промежуточной линии финансирования на сумму до 20 млн долларов США для обеспечения потребностей Компании в денежных средствах («**Промежуточное финансирование**») начиная с даты оформления главных документов по сделке и заканчивая датой выполнения какой-либо оферты.

30 сентября 2015 г. Компания объявила, что Дениз Лэй больше не работает финансовым директором Tethys, а и. о. финансового директора назначен Клайв Оливер.

2 октября 2015 г. Olisol Investment Group направила Компании необязывающее предложение.

7 октября 2015 г. Компания сообщила, что Nostrum отозвала свою Предлагаемую оферту, о которой было объявлено ранее, 23 сентября 2015 г., относительно приобретения всего выпущенного акционерного капитала Tethys и предлагаемого Промежуточного финансирования в размере 20 млн долларов США (Предлагаемая оферта и Промежуточное финансирование, все вместе – «**Предлагаемая сделка**»). РАМ, крупнейший акционер Tethys, проинформировал Nostrum, что не поддержал Предлагаемую сделку.

7 октября 2015 г. Компания сообщила о получении необязывающего письма о намерении от AGR Energy Holdings относительно возможного увеличения акционерного капитала по цене CAD0,165 за акцию и возможного кредита в размере 5 млн долларов США для поддержания краткосрочной ликвидности. Помимо увеличения акционерного капитала, Компания также предоставила бы AGR Energy Holdings опцион на подписку на новые планируемые к выпуску акции на сумму до 20 млн долларов США по той же подписной цене.

12 октября 2015 г. Компания сообщила, что 11 октября 2015 г. получила уведомление о выходе из ССД по Бохтарскому КРП в Таджикистане и основополагающему КРП от CNPC и Total, согласно описанию в разделе «*Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане*».

12 октября 2015 г. Компания подтвердила публичное объявление, сделанное компанией Olisol Investment Group 9 октября 2015 г., относительно необязывающего предложения, направленного Компании. Совет директоров Tethys проинформировал акционеров, что Компания интенсивно взаимодействует со всеми сторонами, направляющим предложения в адрес Tethys, включая Olisol, поскольку Период эксклюзивности для Nostrum закончился в 23 часа 59 минут 6 октября 2015 г.

14 октября 2015 г. Компания объявила о получении ею Уведомления о фактах невыполнения обязательств от Nostrum относительно Соглашения о кредитной линии на сумму 5 млн долларов США между Tethys и Nostrum от 10 августа 2015 г. Tethys не согласилась с интерпретацией Nostrum относительно Соглашения о кредитной линии, согласно которой имело место невыполнение обязательств, и направила опровержение полученного уведомления, сохранив за собой все права.

9 ноября 2015 г. Компания подписала необязывающее индикативное письмо о намерении («**ПН**») с Olisol, устанавливающее предлагаемые условия, на которых OPL, полностью принадлежащая Olisol дочерняя компания, предоставит Tethys промежуточный кредит в размере 15 млн долларов США, подпишет на частное размещение 150 млн новых простых акций по цене CAD0,17 за простую акцию на общую сумму CAD25,5 млн и примет обязательство по поддержке нового увеличения акционерного капитала в объеме 50 млн акций по цене CAD0,17 за акцию.

19 ноября 2015 г. Компания заключила соглашение о промежуточном конвертируемом финансировании на сумму до 15 млн долларов США с OPL («**Промежуточное финансирование**»). Промежуточное финансирование можно было конвертировать в простые акции Tethys по цене CAD0,17 за акцию. В качестве условия первого поступления в рамках Промежуточного финансирования г-н Александр Абрамов, действующий от имени Olisol, и г-н Уильям Уэллс из РАМ были назначены в Совет директоров Tethys. Сначала, в ноябре 2015 г., Компания получила 5 131 918 долларов США в ответ на свою заявку на привлечение средств в рамках Промежуточного финансирования, затем, в январе 2016 года, - 1 млн долларов США и еще 1 млн долларов США в феврале 2016 года. 21 марта 2016 г. OPL перевела 6 304 446 долларов США привлеченной суммы в 63 044 410 простых акций по цене 0,10 доллара США за акцию согласно условиям Изменений в соглашении о финансировании, описанным в разделе «*Описание деятельности – Корпоративная сделка*».

25 ноября 2015 г. Компания сообщила, что получила от AGR Energy Уведомление об ускоренном погашении относительно беззалоговой конвертируемой облигации, выпущенной Tethys для AGR Energy 15 мая 2015 г. Компанию уведомили о факте невыполнения обязательств и потребовали у нее выплатить основную сумму в размере 7 500 000 долларов США и начисленные проценты в размере 443 984 долларов США.

8 декабря 2015 г. Компания сообщила, что заключила обязывающее Инвестиционное соглашение с Olisol, устанавливающее условия, на которых OPL согласилась купить 150 млн новых простых акций Tethys по цене CAD0,17 за акцию на общую сумму CAD25,5 млн посредством частного размещения и обязалась поддержать дальнейшее увеличение акционерного капитала на 50 млн акций по CAD0,17 за штуку. Инвестиционное соглашение должно было вступить в силу по представлении компанией Olisol дополнительной документации. 22 февраля 2016 г. Компания объявила о подписании измененного ПН, как указано далее.

29 декабря 2015 г. Компания сообщила, что добилась продления на 2 года (до 11 ноября 2017 г.) для Контракта на разведку и добычу на месторождении Кул-Бас в Казахстане при условии одобрения проектов, рабочих программ и изменений в Контракт. Компания также представила отчет об объявленном ранее конвертируемом кредите в 15 млн долларов США и частном размещении акций на CAD25,5 млн с Olisol. Компания направила уведомления о привлечении всей суммы кредита 21 ноября 2015 г., но получила только 5 131 918 долларов США, которые были направлены на погашение кредита в 5 млн долларов от Nostrum.

2016 год, до 29 марта

22 января 2016 г. Компания представила отчет об объявленном ранее Промежуточном финансировании с OPL. Несмотря на то, что, до того, как Компания договорилась о Промежуточном финансировании, Olisol представила письменное подтверждение о наличии на ее банковских счетах в общей сложности свыше 15 млн долларов США, Компания так и не получила новых денежных средств от Olisol после полученных в конце ноября 5 131 918 долларов США. В силу отсутствия дальнейших действий со стороны Olisol Компания назначила крайний срок для получения остальных денежных средств и продолжила неустанно работать с Olisol, чтобы устранить препятствия на пути к завершению сделки, о которой договорились компании. Тем не менее, из-за отсрочки выполнения сделки Совет директоров Tethys был обязан рассмотреть альтернативные варианты финансирования и инвестирования для Компании параллельно с продолжающимися переговорами с Olisol.

8 февраля 2016 г. Компания сообщила, что 28 января 2016 г. TPL получила еще 1 млн долларов США от OPL и что Olisol указала на возможность перечисления ею еще 1 млн долларов США до 12 февраля 2016 г. Olisol заявила также, что в силу непростой обстановки в бизнес-среде и банковской сфере в Казахстане хотела бы заново обсудить ряд ключевых условий сделки, предусмотренных в ПН. Это предполагало бы внесение изменений в Соглашение о промежуточном финансировании и Инвестиционное соглашение, о заключении которых Компания сообщала 8 декабря 2015 г.

22 февраля 2016 г. Компания объявила о получении еще 1 млн долларов США в рамках Промежуточного финансирования и подписании ею необязывающего индикативного перечня условий («ПУ») с Olisol и OPL, устанавливающего измененные условия в ПН, подписанном 9 ноября 2015 г. («Измененное ПН»), и, следовательно, предусматривающего изменения в документы по сделке, подписанные компаниями.

2 марта 2016 г. Компания сообщила о подписании ею юридически обязывающего документа об изменениях («Изменения в Соглашение о финансировании») в Соглашение о промежуточном финансировании с OPL. Условия соглашения обозначены в разделе «*Описание деятельности – Корпоративная сделка*».

12 марта 2016 г. Компания изменила условия кредитного соглашения, подписанного 16 января 2015 г. для продвижения сделки с Olisol. Так, с 1 марта 2016 г. процентная ставка по кредитам увеличилась до 10,5%, проценты подлежали выплате ежеквартально начиная с 30 апреля 2016 г. с досрочным погашением до 5 млн долларов США оставшейся основной суммы кредита после поступления средств от Сделки Olisol (см. определение в разделе «*Описание деятельности – Корпоративная сделка*»).

14 марта 2016 г. Компания сообщила, что в связи со сделкой с Olisol Джон Белл сменил пост исполнительного председателя на пост сопредседателя без исполнительных полномочий вместе с Александром Абрамовым, который также стал сопредседателем без исполнительных полномочий. Компания также объявила, что назначила Годовое общее собрание на 31 мая 2016 г. Джон Белл, Дэвид Хендерсон, Дэвид Робертс и Джим Роулз проинформировали Компанию, что не будут переизбираться на Годовом общем собрании.

22 марта 2016 г. Компания сообщила о получении ею от OPL подписанного уведомления о конверсии для перевода ее невыплаченной задолженности в размере 6,3 млн долларов в 63 044 460 акций Tethys по цене 0,10 за штуку, как описано в разделе «*Описание деятельности – Корпоративная сделка*».

24 марта 2016 г. Компания заключила Контракт на поставку газа со сроком действия с 1 января 2016 г. по 31 декабря 2016 г., как указано в разделе «*Описание деятельности – Казахстан – Добыча и продажа газа*».

ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Общее

Через свои дочерние компании Компания участвует в разведке, разработке месторождений и добыче нефти и природного газа в Центральной Азии и Каспийском регионе, в настоящее время – в Казахстане, Таджикистане и Грузии. Все имущество Компании находится на суше.

В Казахстане в настоящее время активы Компании расположены на четырех смежных территориях региона к западу от Аральского моря, в геологической среде известных как Североустуртский бассейн. Это самые зрелые из активов, принадлежащих Tethys, и Компания добилась там значительного успеха в разработке за последние несколько лет. Этот успех получил материальную ценность за счет строительства сложной инфраструктуры в отдаленной области, которая оказалась довольно сложной в плане снабжения. Компания отмечает рост объемов своей добычи при условии наличия финансирования, особенно это касается добычи газа, который она планирует продавать в КНР сразу после ввода в строй газопровода Казахстан – Китай.

Посредством принадлежащей ей на 85% дочерней компании KPL Компания контролировала треть (33,33%) Бохтарского КРП (косвенное экономическое участие в 28,33%) в результате выполнения в июне 2013 года Соглашения о переуступке доли участия в Таджикистане, заявленного в декабре 2012 года, с участием дочерних компаний Total и CNPC, согласно которому каждая из сторон получала 33,33% в Бохтарском КРП в Таджикистане. Расположенные в юго-западной части республики, в геологическом бассейне, известном как Афгано-таджикский мезостази́с, косвенные доли Компании в Бохтарском КРП контролируются ею через находящуюся в совместном владении эксплуатационную компанию Bokhtar Operating Company B.V., зарегистрированную в Голландии («ВОС»). Деятельность ВОС, являющейся в настоящее время компанией-разработчиком по КРП, регулируется Соглашением о совместной деятельности («ССД ВОС»). После выполнения контракта на сейсморазведку 2D в 2014 году и получения данных в течение 2014 и 2015 годов KPL (дочерняя компания в PSC, на 85% находящаяся в косвенном владении у Компании и на 100% ею финансируемая) объявила дефолт в сентябре 2015 года и все еще решает этот вопрос. Партнеры – CNPC и Total – направили KPL Уведомление о невыполнении обязательств, потребовав возмещения за текущий дефолт, после чего, 11 октября 2015 г., направили KPL Уведомление о выходе из ССД, относящегося к Бохтарскому КРП. Уведомление о выходе было направлено на том основании, что Tethys не произвел 9 октября 2015 г. платеж по сентябрьскому платежному требованию Bokhtar Operating Company. В Уведомлении о выходе Total и CNPC заявили, что вместе требуют от KPL полного выхода из ССД и уступки всех ее долей участия, вытекающих из Контракта и ССД, компаниям Total и CNPC пропорционально их долям участия. Компания постарается оспорить Уведомление о выходе и либо исправить ситуацию с невыполнением обязательств, сохранив при этом определенную долю участия, либо извлечь определенную ценность из актива. См. «*Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане*».

В Грузии Компания завершила в январе 2014 года приобретение 56-процентной доли в Блоках XI^A, XI^M и XI^N (проект «Иберия») в восточной части республики, недалеко от ее столицы Тбилиси. Блоки расположены в бассейне Куры – береговом продолжении Южно-Каспийского бассейна, имеющем потенциал для добычи нефти и газа. Компания действует совместно с местным партнером – GOG – и участвует в разведке, рассчитывая найти залежи углеводородов и приступить к их коммерческой разработке. В ходе недавней реорганизации выяснилось, что доля Компании в проекте «Иберия» сократилось с 56% до 49%, а с 1 февраля 2015 г. GOG уступила эксплуатацию назначенной ею дочерней компании NOC по лицензиям на все три блока. Затем властям Грузии представили обоснования по минимальной рабочей программе, чтобы отложить решение о бурении до 2017 года. Между тем Компания намерена работать с GOG в 2016 году, чтобы дальше доказывать перспективность, и параллельно с этим стремиться вывести или продать свою долю участия в Грузии, чтобы сосредоточиться на других регионах своей деятельности в соответствующее время.

В Узбекистане, прекратив свою деятельность в республике со 2 января 2014 г. и завершив выход из Контракта по улучшению добычи на месторождении Северный Уртабулак в 1-м квартале 2014 г., Компания передала все оставшееся оборудование в 2015 году. Кроме этого, недавно Компания подтвердила в своем письме Правительству Узбекистана, что более не заинтересована в группе месторождений Чегара и разведке каких-либо площадей.

Задача Компании – стать ведущей независимой компанией по разведке и добыче в Центральной Азии, получая доход от имеющихся открытых месторождений и реализуя крупные перспективные проекты по разведке в пределах наших очень привлекательных территорий. Компания добывает и нефть, и природный газ для поддержания баланса в своей товарной номенклатуре. Активы Компании размещены в пределах трех отдельных юрисдикций в Центральной Азии

и Каспийском регионе, хотя Совет директоров намерен вывести или продать активы в Таджикистане и Грузии, чтобы сосредоточиться на активах в Казахстане. Компания получила уведомление о выходе от своих партнеров в Таджикистане, как указано в разделе *«Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане»*.

Долгосрочные планы Компании заключаются в том, чтобы стать значительным игроком в добыче и поставке углеводородов из Центральноазиатского региона на местные и международные рынки, особенно на рынок Китая. Вместе с множеством других нефтегазодобывающих компаний, реализуя свои стратегии, Компания регулярно изучает варианты входа в совместные проекты, переуступки доли участия, создания совместных предприятий и новых проектов, благодаря чему совместная работа занимает особое место в деятельности Компании. Между тем в краткосрочной перспективе руководство Компании работает над следующими задачами:

- добиться признания Компании как соблюдающую этические принципы ведения бизнеса, прозрачную, действующую безопасно и надежно благодаря ориентации на безопасность и эффективность в своей работе;
- сосредоточиться на структуре издержек и эффективности капитальных вложений, активно управлять своим портфелем, осуществляя выход, сокращая наши капитальные обязательства, удерживая при этом существенные инвестиции;
- завершить объявленную сделку с Olisol, чтобы обеспечить Компанию так необходимыми ей финансовыми средствами и поддержкой сильного партнера в Казахстане;
- продолжать изучать возможности переуступки долей участия в Таджикистане и Грузии;
- продолжать изучать и реализовывать новые возможности для сокращения расходов по всем направлениям своей деятельности;
- поддерживать и повышать уровень добычи мелкозалегающего газа, ставя задачу начать поставки газа в Китай по новому газопроводу после ввода его в эксплуатацию и обеспечения дополнительного финансирования;
- изучать перспективы по развитию компании, к примеру, использование разведочной скважины «Климена» в Казахстане при условии обеспечения дополнительного финансирования для имеющихся площадей.

Корпоративная сделка

В 2015 году Компания приступила к стратегическому анализу, который охватывает такие варианты, как продажа активов, переуступка доли участия, финансирование и инвестиции на корпоративном уровне. В условиях падения мировых товарно-сырьевых цен, которое в свою очередь затрагивает рынок геологоразведочных активов и капитала для компаний по разведке и добыче нефти и газа, Компания сосредоточилась на выполнении корпоративной сделки с целью рекапитализировать себя и обеспечить развитие своих активов. Как указано в разделе *«Общее развитие бизнеса»*, после невыполнения сделки Компании с SinoHan в отношении 50% ее актива в Казахстане (см. *«Описание деятельности – Казахстан – Сделка с SinoHan»*) Компания стремилась организовать альтернативные сделки с AGR Energy и Nostrum, но обе так и не были завершены. В настоящее время, с ноября 2015 года, Компания взаимодействует с Olisol для выполнения корпоративной сделки, которая позволит рекапитализировать Компанию посредством выпуска акций (**«Сделка Olisol»**). Подробнее о корпоративных сделках можно узнать из раздела *«Общее развитие бизнеса»*.

Совсем недавно, согласно сообщениям за 2 марта 2016 г., Компания объявила о подписании с Olisol юридически обязывающего документа об изменениях в Соглашение о промежуточном финансировании в размере 15 млн долларов США, которое вступило в силу 19 ноября 2015 г. Согласно условиям Изменений в Соглашение о финансировании:

- Olisol переведет всю невыплаченную основную сумму (кроме 1 млн долларов США) и начисленные проценты в рамках Промежуточного финансирования (примерно 6,25 млн долларов США) в простые акции по цене 0,10 доллара США за штуку (**«Конверсия промежуточного финансирования»**). Конверсия состоится, как только будет получено одобрение от Фондовой биржи Торонто.
- Olisol совместно с казахстанским банком, приемлемым для Tethys, обеспечит кредит для TAG в размере 10

млн долларов США в течение 60 дней. Этот кредит вместе с Конверсией промежуточного финансирования покрывает непогашенные обязательства Olisol по Промежуточному финансированию. Olisol согласилась оплачивать любые проценты по кредиту свыше 11%.

- Olisol юридически обязалась предоставить дополнительный оборотный капитал, который в разумных пределах может потребовать Tethys, если будет необходимо, обеспечить возможность для Компании продолжать работу до завершения размещения согласно измененному Инвестиционному соглашению. Все суммы, предоставляемые со стороны Olisol, будут переведены в простые акции по завершении размещения согласно измененному Инвестиционному соглашению.
- Olisol обязалась приобрести 181 240 793 новые акции по цене, оговоренной между Tethys и Olisol (в целесообразных пределах). Покупка станет возможной после одобрения Фондовой биржей Торонто и заменит объявленное ранее размещение 150 000 000 акций и поддержанное затем предложение 50 000 000 акций по Инвестиционному соглашению, о котором Компания объявила 8 декабря 2015 г. При этом 20 крупнейшим акционерам предложат право приобрести дополнительные акции, чтобы сохранить пропорциональность доли после размещения.
- После успешного привлечения Казахстанского кредита и перевода примерно 6,25 млн долларов США в рамках Промежуточного финансирования в акции в состав Совета директоров будут входить следующие пять директоров:

Адеола Огунсеми, директор без исполнительных полномочий, председатель Комитета по аудиту;

Уильям Уэллс, директор без исполнительных полномочий;

Александр Абрамов, директор без исполнительных полномочий;

один дополнительный независимый директор без исполнительных полномочий, назначенный Olisol;

одно оставшееся кресло в Совете директоров займет кандидат, удовлетворяющий юридическим и нормативным требованиям Компании, назначенный по согласованию между Tethys и Olisol.

В то же время, как того требовали Изменения в соглашении о финансировании, Джон Белл, Дэвид Хендерсон, Дэвид Робертс и Джим Роулз должны были покинуть Совет директоров. В любом случае все четверо проинформировали Компанию, что не будут переизбираться на Годовом общем собрании, назначенном на 31 мая 2016 г.

22 марта 2016 г. Компания сообщила о получении ею от OPL подписанного уведомления о конверсии для перевода ее невыплаченной задолженности в размере 6,3 млн долларов в 63 044 460 акций Tethys по цене 0,10 за штуку. В соответствии с переводом задолженности в акции Компания получила одобрение Министерства энергетики на выпуск до 589 360 492 простых акций до 2 сентября 2016 г. Разрешение Национального банка Казахстана («НБК») на выпуск простых акций было получено 2 декабря 2015 г. Подробнее об этом – далее.

Согласно применимым правилам TSX, Olisol не может владеть 10% или большим числом акций Компании, пока TSX не утвердит формуляры личных данных, поданных Olisol. С учетом этого Olisol конвертировала 3,7 млн долларов из суммы долга в 37 440 042 акции, то есть в максимально их число, в которое можно было перевести, и осталась держателем менее 10% акций.

В настоящее время Компания не имеет достаточного финансирования для покрытия своих потребностей в течение ближайших нескольких месяцев, поэтому, если сделки с Olisol по какой-то причине не состоятся, способность Компании оставаться постоянно действующей будет зависеть от того, сможет ли она обеспечить альтернативное финансирование. Гарантий, что Сделка Olisol состоится, нет, как нет на рассмотрении и официальных альтернативных предложений о финансировании. Данные обстоятельства указывают на значительную неопределенность, которая вызывает серьезные сомнения в способности Компании оставаться постоянно действующей. Риски, связанные со Сделкой Olisol, описаны в разделе «*Факторы риска*», а инвесторам также следует ознакомиться с разделом «*Прогнозные заявления*» при рассмотрении заявлений относительно перспектив Компании.

Казахстан

Казахстан – независимая республика с населением около 17 млн человек. Это крупнейшее государство в Центральной Азии и девятое по величине в мире – его площадь составляет 2,7 млн кв. км. Казахстан обладает огромными запасами углеводородов, в том числе одними из крупнейших в мире месторождений нефти и газа. В 2012 году уровень добычи нефти в стране составлял 1 623 тыс. барр. в сутки, природного газа – 52,9 млн кубометров в сутки¹. В Казахстане у Компании имеются добывающие газовые месторождения Кызылой и Аккулка и два разведочных блока – Аккулка и Кул-Бас (на территории Кул-Баса также расположено добывающее нефтяное месторождение Дорис). Все это находится к западу от Аральского моря, в географическом районе, известном как Североустуртский бассейн. Указанные месторождения расположены в Актобинской области на западе Казахстана.

Одобрение Министерства энергетики на выпуск акций, листинг акций на KASE, разрешение НБК

Чтобы осуществить корпоративную сделку, в рамках которой должны быть выпущены новые акции для привлечения капитала, Компания должна получить разрешение Министерства энергетики на выпуск акций в соответствии с законом о недрах и такое же разрешение от НБК.

Первый раз заявка на разрешение на выпуск 589 360 492 простых акций была подана в МЭ 22 июля 2015 г., разрешение было получено 2 сентября 2015 г. Разрешение было действительно в течение шести месяцев, его срок истек 2 марта 2016 г. 2 февраля 2016 г. была подана заявка на продление срока разрешения, после чего срок был продлен до 2 сентября 2016 г.

По состоянию на 20 ноября 2015 г. акции Компании торговались на Казахстанской фондовой бирже (KASE). В соответствии с законодательством, регулирующим рынок ценных бумаг, компании, две трети активов которых находятся в Казахстане, должны получить разрешение на выпуск акций у НБК. В 2015 году свыше двух третей активов Компании находились и в настоящее время находятся на территории Казахстана. Разрешение на выпуск простых акций было получено у НБК 2 декабря 2015 г.

Сделка с SinoHan

1 ноября 2013 г. Компания согласилась продать компании SinoHan 50% своих нефтегазовых активов в Казахстане за общую цену в 75 млн долларов США наличными в соответствии с условиями заявленного Соглашения о переуступке доли участия в Казахстане.

9 июля 2014 г. Компания подписала кредитное соглашение с SinoHan, согласно которому SinoHan согласилась на досрочное предоставление депозита эскроу в размере 3,88 млн долларов в качестве кредита, выделяемого в связи со сделкой продажи.

1 мая 2015 г. Компания сообщила, что главное разрешение от Министерства энергетики, которое требовалось в связи со сделкой с SinoHan, так и не было получено к предельной дате – 1 мая 2015 г., и SinoHan подтвердила, что не желает более продлевать сделку.

11 июня 2015 г. Компания сообщила о достижении договоренности относительно взаимоприемлемых условий расторжения ДКП с SinoHan и погашения кредита эскроу в размере 3,9 млн долларов США.

После этого ДКП был расторгнут, кредит эскроу – погашен, а Компания по итогам переговоров заплатила уменьшенную сумму комиссионных по сделке – 0,65 млн долларов США.

Девальвация казахстанского тенге (KZT)

9 августа 2015 г. НБК допустил незначительное обесценение казахстанского тенге после произошедшей незадолго до этого девальвации валют России и Китая. До 20 августа 2015 г. НБК позволял торговать KZT в диапазоне, в пределах которого НБК мог задействовать свои резервы. 20 августа 2015 г. НБК прекратил поддержку и отпустил тенге в «свободное плавание». Как следствие новой политики, курс тенге упал, доллар стал стоить 339,47 тенге по состоянию на 31 декабря 2015 г. (для сравнения: 31 декабря 2014 г. доллар стоил 180,23 тенге). Подробнее о подверженности Компании валютным рискам можно узнать из раздела «Факторы риска».

¹ Источник – *Статистический анализ мировой энергетики ВР за 2015 г.*

Имущество

Обзор

Компания владеет собственными текущими долями участия в проектах в Казахстане через TAG и «Кул-Бас». В результате этого в 2015 году Компания владела 100-процентной долей и являлась эксплуатирующей компанией двух подтвержденных месторождений мелкозалегающего газа – Кызылой и Аккулка, добывая газ на основании лицензии и Контракта на добычу на месторождении Кызылой и Контракта на добычу на Аккулке. Кроме этого, TAG владеет 100-процентной долей в двух подтвержденных нефтяных месторождениях – Дорис и Дион, которые расположены внутри площади лицензии и контракта на разработку Аккулки. «Кул-Бас» владеет 100-процентной долей в Контракте на разведку и добычу на месторождении Кул-Бас. Все указанные разрабатываемые площади находятся в Актобинской области на западе Казахстана.

Добыча на газовом месторождении Кызылой началась 19 декабря 2007 г., на другом газовом месторождении – Центральная Аккулка – в октябре 2010 года. К пилотной добыче на нефтяном месторождении Дорис (внутри контрактной площади Аккулки) приступили в январе 2011 года. Общие запасы газа на месторождении Кызылой (включают запасы восьми добывающих газовых скважин на основном месторождении Кызылой и запасы прилегающего ограниченного сбросами блока, который был открыт и на котором ведется добыча через скважину АКК05, успешно разработанного во 2-м квартале 2015 года, а также запасы Северной Кызылойской площади, на которой находятся скважины АКК08 и АКК10, работа которых в настоящее время приостановлена), а также общие запасы газа Аккулки и общие запасы нефти на площади Контракта на разведку и добычу на Аккулке описаны в разделе «Отчет о данных по запасам и прочей информации о нефти и газе».

В 2007 году Tethys проложила 56 км газопровода диаметром 325 мм от сборочной станции месторождения Кызылой до главного магистрального газопровода Бухара – Уралс, где на 910-м км построена ДКС, а природный газ поступает в главный магистральный газопровод, принадлежащий ИЦА, подразделению казахстанской государственной газовой компании КТГ. Магистральный газопровод поставляет газ из Центральной Азии в Россию и далее в Европу. Добыча на месторождениях Кызылой и Аккулка ведется из эоценовых мелкозалегающих морских песчаников (кызылойский пласт) на глубине примерно 450-500 м. В 2009 году число компрессоров на ДКС было увеличено до пяти, а в сентябре 2010 года началась добыча на месторождении Аккулка из пласта того же возраста, что и у кызылойского. Кроме того, на той же площади был обнаружен немногим более глубокий газоносный пласт – примерно 550-600 м от поверхности (Тасаран), а последующая разработка этих залежей газа посредством бурения и испытания скважин АКК 17, 18, 19 и 20 была завершена в 2014 году. С 1 января 2015 г. Tethys добывала газ из Тарасана через скважины АКК15, 16, 17, 18 и 19, направляя его в существующую систему добычи газа, а затем, во 2-м квартале 2015 г., запустила также скважины АКК14 (участок Тарасан) и АКК05 (кызылойский пласт и контракт).

Кроме этого, Tethys нашла нефть на более глубоких горизонтах в блоке «Аккулка» на месторождении Дорис и на месторождении Дион.

В ниже дана общая информация об основном имуществе Компании в Казахстане, а также указана ее действительная доля участия в активах:

АКТИВ И КОНТРАКТ	ДЕЙСТВИТЕЛЬН АЯ ДОЛЯ*	БАССЕЙН	ОБЩАЯ ПЛОЩАДЬ	ОКОНЧАНИЕ СРОКА (при условии отсутствия)
Лицензия на месторождение Кызылой и Контракт на добычу ⁽¹⁾	100%	Северный Устюрт	449,6	Декабрь 2029 г.
Лицензия и контракт на добычу на месторождении Аккулка ⁽²⁾	100%	Северный Устюрт	826,8	Март 2019 г.
Контракт на добычу на Аккулке ⁽³⁾	100%	Северный Устюрт	396,2	Декабрь 2018 г.
Контракт на разведку и добычу на блоке «Кул-Бас» ⁽⁴⁾	100%	Северный Устюрт	7 632,0	Разведка до ноября 2017 г. ⁽⁵⁾

*На 31 декабря 2015 г.

Примечания:

- (1) В декабре 2014 года, охват лицензии и Контракта на добычу на Кызылойском месторождении был расширен в сторону – от поверхности до основы третичного интервала.
- (2) Новая указанная площадь простирается от поверхности до базового третичного, однако ниже этой отметки TAG принадлежат права на разведку и оценку всей площади в 1 672,69 кв. км.
- (3) Территория Контракта на добычу на Аккулке целиком находится внутри площади Лицензии и контракта на разведку на Аккулке. Площадь этого Контракта на добычу была расширена в сторону на том же базовом третичном уровне в 2015 году.
- (4) За первым отказом от права по контракту на разработку, подтвержденным властями Казахстана в декабре 2008 года, последовал второй отказ, который был согласован с властями республики. Он сократил площадь до 7 632 кв. км с ноября 2009 года и был подтвержден властями Казахстана в декабре 2010 года.
- (5) При условии выполнения и одобрения проекта и минимальной рабочей программы, а также изменений в Контракт с властями Казахстана, на что, как ожидается, уйдет большая часть 2016 года.

Контракты на добычу

Лицензия и Контракт на добычу на месторождении Кызылой

Месторождение Кызылой было впервые открыто 1967 году, дополнительная сейсмологическая разведка проведена в 90-е годы прошлого столетия. Первоначально правительство Казахстана выдало Лицензию на месторождение Кызылой и заключило Контракт на добычу газа с государственным холдингом «Казахгаз» 12 июня 1997 г. Затем, 15 мая 2001 г., лицензия и контракт были переданы компании BN Munaі (позже переименована в TAG). 5 мая 2005 г. был подписан контракт между МЭМР и TAG со сроком действия до 12 июня 2007 г., затем его продлили до июня 2014 года и позже – до декабря 2029-го, при условии выполнения ряда изменений в контракт. Добыча газа по контракту началась в декабре 2007 года. В отношении площади контракта на добычу на Кызылое нет каких-либо отказов от прав, уступок, восстановлений или изменений в праве собственности.

Лицензия на месторождение Кызылой и Контракт на добычу дают TAG право вести разведку и добычу на площади примерно в 449,63 кв. м, по сравнению с 2014 годом она выросла на 56%. Площадь простирается вниз до основы палеогеновой секвенции (базовый третичный период). По контракту TAG обязана заплатить правительству Казахстана примерно 1 211 000 долларов США за понесенные ранее издержки. Сумма должна переводиться равными ежеквартальными платежами после начала добычи до полной выплаты. На данный момент TAG выполнила данное обязательство.

В июне 2014 года Компания получила от Министерства нефти и газа Республики Казахстан одобрение на продление ее кызылойского Контракта на добычу еще на 15 лет – до декабря 2029 года – со внесением в документ ряда соответствующих изменений. 23 января 2015 г. Компания сообщила о получении разрешения. Рабочая программа на 15 лет была согласована, она предусматривала общие финансовые обязательства (указаны как инвестиционные обязательства согласно приведенному далее определению, страхование, ликвидационный фонд, косвенные издержки и налоги, включая возмещение ранее понесенных расходов) в размере 51 508 000 долларов США до конца 2029 года, из которых общие инвестиционные обязательства (указаны как капитальные затраты – «CAPEX» - и операционные расходы – «ОРЕХ»), включая расходы на подготовку специалистов, выплаты в социальную сферу и на мониторинг недр) составляют 12 060 000 долларов США.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. общая сумма выплаченных инвестиционных обязательств за 2015 год составила 1 231 000 долларов США, это 65% инвестиционных обязательств на 2015 год, предусмотренных лицензией. Общие финансовые обязательства на 2016 год составляют 8 355 000 долларов США, что включает инвестиционные обязательства на 3 493 000 долларов США (данные за 2016 год представлены при курсе 337 тенге за 1 доллар США). Общие затраты на инвестиции были ниже, чем требовалось по контракту, по причине повышения эффективности ОРЕХ, снижения стоимости и обесценения тенге, но при этом обязательный по контракту минимальный объем добычи был обеспечен. Когда уровень выполненных минимальных инвестиционных обязательств – ниже 80%, правительство может потребовать от Компании объяснить дефицит и/или представить предложение для его восполнения в следующем году. Правительство решит, что для него приемлемо – только объяснения, предложение или и то, и другое. Если правительство не будет удовлетворено ответом, оно может наложить штрафные санкции и, в худшем случае, отменить контракт. Риски, связанные с невыполнением, описаны в разделе «Факторы риска»

данного Годового информационного отчета. По состоянию на 29 марта 2016 г. государство не требовало от Компании представить дополнительную информацию по сумме выполненных инвестиционных обязательств.

НДПИ на внутренние продажи газа исчисляется по ставке от 0,5% 1,5% от стоимости годового объема внутренней продажи газа и 10% - при экспорте. Продажи кызылгойского газа в настоящее время являются внутренними, а потому НДПИ составляет 0,5%. НДПИ уплачивается ежеквартально.

Согласно Лицензии на месторождение Кызылгой и Контракту на добычу, TAG обязана ежегодно направлять не менее 1% своих производственных затрат на профессиональную подготовку казахстанских кадров, участвующих в деятельности по Лицензии на месторождение Кызылгой и Контракту на добычу. Кроме этого, TAG обязана выделять 50 000 долларов ежегодно на участие в социальном и экономическом развитии Актобинской области, а также формировать ликвидационный фонд для восстановления контрактной площади и отчислять в него ежегодно 1% от своих производственных расходов.

9 июня 2015 г. был выплачен бонус коммерческого обнаружения в размере 306 171 доллара США (по курсу 185,95 тенге за 1 доллар) за горный отвод и пересчет запасов на месторождении Кызылгой в соответствии со статьями 320 – 321 Налогового кодекса Казахстана.

Контракт на добычу газа на месторождении Аккулка

23 декабря 2009 г. TAG и МЭМР подписали Контракт на добычу на месторождении Аккулка, который наделял TAG исключительными правами на добычу газа из блока «Аккулка» в течение девяти лет. Семь скважин, первоначально закрепленные в Контракте на добычу на месторождении Аккулка, интегрированы в инфраструктуру существующего кызылгойского газопровода Компании, а на ДКС на магистральном газопровode Бухара – Уралс был установлен дополнительный компрессор. Как таковая добыча газа из блока «Аккулка» по Контракту на добычу на месторождении Аккулка началась после подписания контракта на поставку газа с ТОО Asia Gas NG и предоставления пропускной мощности трубопровода компанией ИЦА. К коммерческой добыче приступили 6 октября 2010 г. В отношении площади контракта на добычу на Аккулке нет каких-либо отказов от прав, уступок, восстановлений или изменений в праве собственности.

После начала коммерческой добычи на контрактной площади месторождения Аккулка правительству Казахстана должны были выплачиваться 3 500 000 долларов США в качестве возмещения понесенных ранее расходов, связанных с контрактной территорией. За ту часть контрактной территории, на которой коммерческая добыча началась в 2010 году, разбитая по частям сумма примерно в 933 997 долларов США за девять лет подлежит выплате ежеквартально равными частями после начала коммерческой добычи и до полного возмещения. До 31 декабря 2015 г. TAG выплатила правительству Казахстана за месторождение Аккулка 650 256 долларов США.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. инвестиционных обязательств за 2015 год выполнено на 1 626 000 долларов США, что составляет 40% от установленных для этого года. Требования по инвестиционным обязательствам не были выполнены из-за повышения производительности (сокращение ОПЕХ), смягчающих обстоятельств, таких как девальвация тенге. Инвестиционные обязательства по Контракту на добычу газа на месторождении Аккулка в основном относятся к ОПЕХ, как указано далее. Когда уровень выполненных минимальных инвестиционных обязательств – ниже 80%, правительство может потребовать от Компании объяснить дефицит и/или представить предложение для его восполнения в следующем году. Правительство решит, что для него приемлемо – только объяснения, предложение или и то, и другое. Если правительство не будет удовлетворено ответом, оно может наложить штрафные санкции и, в худшем случае, отменить контракт. Риски, связанные с невыполнением, описаны в разделе «*Факторы риска*» данного Годового информационного отчета. По состоянию на 29 марта 2016 г. государство не требовало от Компании представить дополнительную информацию по сумме выполненных инвестиционных обязательств.

Скважины АКК 16, 18, 19 и 20 были включены в расширенный Контракт на добычу на площади 396,2 кв. м и пересмотренные рабочие программы, финансовые обязательства до конца 2018 года рассчитаны в размере 14 341 000 долларов США, 190 000 из которых – инвестиционные обязательства. Инвестиционные обязательства на 2016 год равны 2 425 000 долларам США и включают почти целиком ОПЕХ, которые составляют 2 383 000 долларов США. Все показатели за 2016 год и прогнозные показатели представлены в переводе по курсу 337 тенге за 1 доллар США.

Контракт на добычу газа на Аккулке облагается НДПИ, заменяющим роялти. НДПИ на внутренние продажи газа исчисляется по ставке от 0,5% 1,5% от стоимости годового объема внутренней продажи газа и 10% - при экспорте. НДПИ, уплачиваемый в настоящее время по Контракту на добычу на Аккулке, составляет 0,5%.

Согласно Лицензии на месторождение Аккулка и Контракту на добычу, TAG обязана ежегодно направлять не менее 1% своих производственных затрат на профессиональную подготовку казахстанских кадров, участвующих в деятельности по Лицензии на месторождение Кызыллой и Контракту на добычу. Кроме этого, TAG обязана выделять 30 000 долларов ежегодно на участие в социальном и экономическом развитии Актюбинской области, а также формировать ликвидационный фонд для восстановления контрактной площади и отчислять в него ежегодно 1% от своих капитальных вложений.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. Компания должна была выплатить бонус коммерческого обнаружения в размере 122 398 долларов США за горный отвод и пересчет запасов на месторождении Аккулка в соответствии со статьями 320 – 321 Налогового кодекса Казахстана.

Лицензия и Контракт на разведку на месторождении Аккулка

Лицензия и Контракт на разведку на месторождении Аккулка были подписаны 17 ноября 1998 года Государственным комитетом по инвестициям Республики Казахстан и TAG сначала на пять лет, после чего семь раз продлевался. Последний раз он был продлен 10 марта 2015 г. на четыре года – до 10 марта 2019 г. Лицензия на разведку на Аккулке дает TAG право на разведку на лицензионной площади. Правовые отношения, касающиеся недропользования, регулируются только контрактами, но не лицензиями. См. раздел «*Факторы риска*».

Первоначально действие Лицензии и Контракта на разведку на Аккулке распространялось на территорию площадью примерно 166,17 кв. км (41 060 акров), однако позже в контракт вносились изменения, после чего он стал охватывать общую площадь примерно 1 672,7 кв. км (413 321 акр) на субпалеогеновом уровне, а в настоящее время – 826,86 кв. км (204 317 акров) – на постпалеогеновом, т. е. не считая площади кызыллойской Лицензии и Контракта на добычу и Контракта на добычу на Аккулке.

Оценочный период было разрешено продлить до 10 марта 2019 г. при условии внесения соответствующих изменений в контракт. Рабочая программа и обязательства включали сейсмосъемку в 3D на площади 100 кв. км на блоке в период с 11 марта 2015 года по 10 марта 2016-го, но на сегодняшний день эти обязательства не выполнены. Общая сумма инвестиций, произведенных Компанией за год, оканчивающийся 31 декабря 2015 г., составила 3 330 000 долларов США, что равняется 5% инвестиционных обязательств на 2015 год. Поскольку не были выполнены минимальные инвестиционные обязательства, указанные выше, то же самое ожидается в отношении обязательств по рабочей программе, таких как сейсмосъемка в 3D на площади 100 кв. км. Риски, связанные с невыполнением, описаны в разделе «*Факторы риска*» данного Годового информационного отчета. По состоянию на 29 марта 2016 г. государство не требовало от Компании представить дополнительную информацию по невыполнению рабочей программы.

Пилотная добыча нефти на месторождении Аккулка

В январе 2011 г. Компания приступила к добыче нефти в рамках Проекта по пилотной добыче из нефтяного месторождения Дорис на блоке «Аккулка». Согласно этому контракту, Компания может добывать нефть на месторождении Аккулка во время разведочного периода, а также возводить и эксплуатировать производственные объекты. Добыча нефти по этому контракту облагается НДС, заменяющим роялти. НДС на продажу нефти зависит не только от характера продаж – внутренних или на экспорт, но также от годового объема продаж. На данный момент все продажи являются внутренними, и НДС, подлежащий уплате с продаж нефти с Аккулки, исчисляется по ставке 2,5% расходов на добычу нефти, включая амортизационные расходы, выросшие на 20%. Попутный газ, добываемый вместе с сырой нефтью, облагается НДС по ставке 10%, так как сжигается на факеле на выходе из скважины. Облагаемая база НДС на попутный газ определяется согласно Налоговому кодексу Республики Казахстан, где сказано, что объем добытого природного газа умножается на средневзвешенную мировую рыночную цену, которую публикует Государственный комитет по доходам. Заявка на продление проекта до 31 декабря 2017 года была подана и номинально одобрена, осталось получить нормативные разрешения и документацию в Казахстане.

Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу

Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу был подписан между «Кул-Басом» и МЭМР 11 ноября 2005 г. Этот контракт, первоначально рассчитанный на 25 лет, включая первые шесть лет разведки и последующие 19 лет добычи, дает «Кул-Басу» права на разведку и добычу на первоначальной площади 10 881 кв. км (2 688 695 акров) вокруг блока «Аккулка». Ко концу второго года контракта должен последовать отказ от прав на 20% контрактной площади, а затем – от прав на 20% каждый год до окончания шестилетнего срока добычи. Это требование не

действует в отношении совмещенных контрактов на разведку и добычу (которые в основном содержат рабочую программу по разведке, но не по добыче) на площадях, на которых были открыты промышленные запасы, так как данный контракт наделяет «Кул-Бас» исключительным правом начинать период добычи там, где он открыл промышленные запасы.

Первый отказ от прав на разработку был сделан в ноябре 2007 года и ратифицирован властями Казахстана в декабре 2008-го. Отказные площади сократились и были изменены в апреле 2009 года, и в июне 2010 года Компания передала примерно 866 кв. км (213 997 акров), оставив себе территорию в 7 632 кв. км (1 885 867 акров). В соответствии с условиями контракта, с учетом изменений, по состоянию на 31 декабря 2013 г. Компания передала 30% первоначальной площади. 28 февраля 2013 г. Компания продлила срок разведки по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу еще на два года – до 11 ноября 2015 г. 29 декабря 2015 г. Компания сообщила, что ей снова разрешили продлить Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу на два года – до 11 ноября 2017 г. – при условии одобрения проектов, рабочих программ и изменений в контракт. Компания должна будет передать к концу одобренного периода всю оставшуюся контрактную площадь, за исключением площадей, на которых обнаружены промышленные запасы.

Правительству Казахстана должна быть выплачена компенсация за понесенные ранее расходы, связанные с контрактной территорией, в размере 3 275 780 долларов США. На сегодняшний день Компания произвела два платежа по 49 137 долларов США каждый в отношении указанной суммы. Если и когда начнется коммерческая добыча, ей предстоит перечислить еще 88 666 долларов США ежеквартальными платежами, пока не будет полностью выплачена сумма в 3 177 506 долларов США за ранее понесенные расходы.

Обязательства на срок до 31 декабря 2015 г. выполнены не были, и Компания подала заявку на новый графи выполнения оставшихся обязательств. В настоящее время Компания находится в процессе доработки продления на два года оценки Контракта «Кул-Баса» на разведку и добычу. Этот процесс включает первоначальную подготовку, изучение документа и утверждение правительством проекта продления и рабочей программы, прежде чем можно будет создать подходящие для контракта условия. Согласно ожиданиям Компании, рабочая программа скорее всего будет главным образом включать бурение скважины КБД02 «Климена».

Предполагалось, что подлежащие уплате роялти будут варьироваться между 4% и 6% в зависимости от масштаба залежей и будут установлены за 30 дней до начала добычи, но, вероятно, их заменят налогом на добычу полезных ископаемых – от 0,5% до 1,5% для внутренних продаж газа и 10% для экспорта. В соответствии с контрактом «Кул-Бас» также должен перечислить правительству Казахстана примерно 3 280 000 долларов США равными ежеквартальными платежами в течение первых десяти лет какой-либо коммерческой добычи. Кроме этого, 1% от всех вложений, произведенных в ходе разведки, и 0,1% от общей суммы операционных расходов, понесенных во время добычи, Tethys должна отчислять на подготовку казахстанских специалистов, а также 20 000 долларов в год – на программы социально-экономического развития.

Размер НДС на продажу нефти зависит не только от характера продаж – внутренних или на экспорт, но также от годового объема продаж. Что касается продаж нефти, то, согласно ожиданиям Компании, ставка НДС на внутренние продажи составит приблизительно 2,5%. См. раздел *«Отчет о данных по запасам и другой информации о нефти и газе – Прочая информация о нефти и газе – Налоговый горизонт»*.

При условии соответствия определенным нормам и требованиям субподрядчики, товары и материалы (50%), работы (70%) и/или услуги (70%) привлекаемые для работ на Кул-Басе по данному контракту, должны иметь казахстанское происхождение, а штат работников должен не менее чем на 95% состоять из специалистов из Казахстана. Каждый год «Кул-Бас» должен отчислять не менее 1% своих инвестиций во время разведки и не менее 0,1% операционных расходов во время добычи на профессиональную подготовку казахстанских специалистов, задействованных в проекте. Кроме этого, «Кул-Бас» обязан сформировать фонд для восстановления контрактных площадей, внося в него ежегодно 1% от общей суммы инвестиций, вложенных во время разведки, и 0,1% от общей суммы операционных расходов – во время добычи.

В соответствии с новым протоколом МЭ, принятым в 2014 году (насколько понимают в Компании, это еще не закон и нет уверенности в том, что он будет ратифицирован), доля внутренних продаж по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу должна быть не менее 35%, остальные 65% могут идти на экспорт (на данное разделение опиралась компания Gustavson при оценке запасов Аккулки). В Компании понимают, что любой найденный сухой газ все так же можно будет отправлять на экспорт, в то время как попутный газ будет предназначаться только для внутренних продаж.

Добыча и продажа газа

Газ поступает по трубопроводу на ДКС, где пять компрессорных установок сжимают его максимум до 54 атм. (обычно 25-35 атм.). Затем газ проходит через недавно поставленную дегидрационную установку, прежде чем войти в газопровод Бухара – Уралс через пункт врезки «910-й км».

Проложенный недавно газопровод Бейнеу – Бозой – Шымкент – Китай должен стать альтернативой существующему магистральному газопроводу Бухара – Уралс, по которому газ поставляется в Россию и далее в Европу. В настоящее время по китайскому газопроводу осуществляется только внутренняя доставка газа до Шымкента, но в 2017 году ожидается начало продажи газа в Китай.

31 декабря 2014 г. с КТГ и его дочерней компанией ICA был подписан новый контракт о добыче не менее 100 млн куб. м газа и возможного дальнейшего ее наращивания до 110 млн куб. м по цене в тенге. После вычета расходов на продвижение и дистрибуцию в размере 4 550 тенге за кубометр и 12% НДС чистая цена составила 13 650 тенге за куб. м (75,09 доллара США при среднем годовом обменном курсе 2014 года 181,78 тенге за доллар). Контракт выполнялся до 31 декабря 2015 г.

Цены на 2015 годы были согласованы в тенге. Из-за опасений возможной девальвации тенге в 2015 году стороны договорились, что при обесценении валюты более чем на 10% они должны встретиться в течение 10 рабочих дней и обсудить новую цену на газ. Однако из-за беспрецедентной девальвации тенге в конце 2015 года в сочетании с резким падением цен на газ в регионе выполнить требования статьи оказалось невозможным.

В финансовом году, окончившемся 31 декабря 2015 г., газ в Казахстане продавали двум покупателям – КТГ и его дочерней компании ИЦА. Объем продаж составил 13 372 919,60 доллара США (в 2014 году – 8 194 534 доллара), что составило более 70% общего совокупного дохода.

24 марта 2016 года TAG и ИЦА подписали контракт на поставку газа на 2016 год. Он предусматривает поставку 150 млн кубометров газа по брутто-цене 28 000 тенге за тысячу кубометр (81,16 доллара США за тысячу куб. м или 2,30 доллара за тысячу куб. ф. при курсе 345 тенге за доллар). Срок действия контракта – с 1 января по 31 декабря 2016 года. Контракт с маркетинговым агентом доработан не был, однако предполагается, что выплаты маркетинговому агенту и расходы на дистрибуцию по Контракту на поставку газа в 2016 году будут такими же, как по Контракту на поставку газа на 2015 год.

Добыча и продажа нефти

Нефть с месторождения Дорис сначала перерабатывается и хранится на объекте групповой установки Компании на месторождении. Объект включает автоматизированный сборочный пункт (может соединять до восьми добывающих скважин), хранилище, вмещающее 8 800 баррелей сырой нефти, оборудование для трехфазной сепарации и автоматизированную систему погрузки. Объект был сдан в эксплуатацию в 2011 году, после чего его дополнили установкой для дозирования реактивов (сдана в сентябре 2012 года) и групповым узлом учета (сдан в ноябре 2012 года).

В финансовом году, окончившемся 31 декабря 2015 г., нефть в Казахстане продавалась одному покупателю – Eurasia Gas Group. Объем продаж составил 5 625 643 доллара США (в 2014 году – 18 920 247 долларов), что составило более 29% общего совокупного дохода.

В январе 2012 года Компания объявила об официальном открытии своего Аральского нефтяного терминала («АНТ») – нового хранилища сырой нефти и железнодорожного погрузочного терминала для отгрузки нефти с месторождения Дорис. АНТ расположен в Шалкаре, примерно в 250 км от месторождения Дорис. Терминалом в владеют и управляют через совместное предприятие (соотношение 50/50) Tethys и ее казахстанский партнер в торговле нефтью компания Olisol – местный партнер с солидным опытом дистрибуции нефти в Казахстане. Первая фаза АНТ была первоначально сдана в эксплуатацию в апреле 2012 года.

В 2013 году было завершено строительство 2-й фазы АНТ, что позволило увеличить пропускную способность с 4 200 до 6 300 баррелей нефти в сутки с установкой двух резервуаров для хранения объемом 1 000 куб. м (примерно 12 500 баррелей) каждый и сопутствующего насосного оборудования.

Компания решила приостановить воплощение планов по дальнейшему расширению возможностей АНТ для подготовки к дальнейшему возможному росту добычи, который зависит от дальнейшего успешного бурения и роста цен на нефть.

Добывающие скважины

Газ

В течение 2015 года Компания добывала сухой газ в общей сложности из 18 скважин на глубине приблизительно 500 м от поверхности. Девять скважин задействовано на месторождении Кызылой и столько же – на месторождении Аккулка. При этом скважина АКК18, обводненная в мае 2015 года, и скважины АКК14 и АКК05 были запущены после капитального ремонта в мае и июне 2015 года соответственно. Совокупный объем производства по состоянию на 31 декабря 2015 г. составил около 403 тыс. куб. м в сутки. Добыча на двух месторождениях ведется с 2007 и 2010 годов соответственно.

Нефть

В течение 2015 года Компания добывала нефть (плюс небольшое количество попутного газа, в настоящее время сжигаемого на факелах) из двух скважин на месторождении Дорис по лицензии на пилотную добычу. На скважине АКД01 нефть добывалась из пласта песчаника мелового периода, на АКД05 – из пласта известняка юрского периода, в то время как скважина АКД06 оставалась в резерве. Информация о добыче из скважина в 2015 году приведена в разделе «Отчет о данных по запасам и прочей информации о нефти и газе».

В настоящее время добыча ведется только из скважины АКД01 в объеме 540 баррелей в сутки. Она работает на ограниченном 8-миллиметровом штуцере при гидродинамическом давлении в лифтовой колонне в 316 ф. на кв. дюйм (psia) и 30-процентном обводнении, связанными с текущими условиями весеннего сезона, которые ограничивают подачу нефти. Однако ожидается, что во 2-м квартале произойдет возврат к 12-15-миллиметровому штуцере, а объем добычи вырастет до 1 200 баррелей нефти в сутки. Скважина АКД05 простаивает с ноября 2015 года, но ожидается, что будет запущена позже в этом году, как и АКД06. На этот год прогнозируется средний базовый уровень добычи в 1 271 баррель в сутки. В феврале 2016 года возникли проблемы с транспортировкой с АНТ, вызванные падением мировых и местных цен на нефть, что привело к затовариванию на некоторых НПЗ. Реальная долларовая цена нефти в пересчете на тенге упала в сентябре 2015 года до 20 484 за тонну, что эквивалентно 7,23 доллара США за баррель при курсе 360 тенге за доллар. Такая низкая цена была вызвана как падением мировых цен на нефть, так и ростом импорта очищенных нефтепродуктов из России в связи с наложенными недавно санкциями, которые ограничивали продажу этой продукции на других рынках.

Разведка и последующая разработка

Блок «Аккулка»

Блок «Аккулка» обладает потенциалом по залежам нефти и газа на нескольких разных горизонтах, при этом газ уже обнаружен в мелкозалегающем палеогеновом песчанике, аналогичном имеющемуся на месторождении Кызылой, а нефть найдена на меловом и юрском горизонтах. Испытательная добыча нефти велась в объеме свыше 6 800 баррелей в сутки из верхнеюрских карбонатных пород и нижнеюрского песчаника из скважины-первооткрывательницы АКД01 («Дорис»), после чего на месторождении Дорис успешно прошла оценочная добыча из скважин АКД05 и АКД06. На присутствие углеводородов в среднеюрском и пермо-триасовом интервалах указывали данные бурения и каротажные диаграммы скважин АКД01, 03 и G6 на Аккулке. Чрез скважину АКД03 («Дион») также обнаружили и испытали добычу нефти из обособленного и отличающегося песка верхнеюрского периода.

Согласно Отчету о запасах Gustavson по состоянию на 31 декабря 2015 г., общие запасы нефти и газа в блоке «Аккулка» (относящиеся к Контракту на разведку и добычу) составляют: подтвержденные плюс вероятные плюс возможные чистые на долю Компании – 24,76 млн бнэ, из которых 13,49 млн бнэ – подтвержденные плюс вероятные запасы и 7,185 млн бнэ – общие подтвержденные. См. раздел «Отчет о данных по запасам и прочей информации о нефти и газе».

Компания считает, что при последующей оценке и разведке на контрактных площадях Аккулки и Кул-Баса может быть реализован значительный дополнительный потенциал.

Блок «Аккулка» - разведка глубоко залегающей нефти

Компания первоначально выявила несколько глубоко залегающих поисково-разведочных объектов на площадях Лицензии и контракта на разведку на месторождении Аккулка. В числе этих объектов у скважины АКД01, описанной далее, есть возможные цели в пластах от мелового до юрского и пермо-каменноугольного.

АКД01 («Дорис»)

Скважина АКД01 обнаружила нефть на нескольких горизонтах, это стало первым открытием промышленных запасов нефти на данной территории. Ближайшие глубоко залегающие разрабатываемые месторождения расположены примерно в 240 км к югу на территории Узбекистана, там добывается преимущественно газоконденсат. Ближайшее крупное нефтяное месторождение – на расстоянии свыше 300 км. Скважина АКД01 пробурена на участке «Дорис» и расположена на своде к юго-западу от подтвержденных месторождений мелкозалегающего газа Кызылой и Аккулка. Этот свод поврежден меньше, чем главный свод под указанными газовыми месторождениями.

Скважина АКД01 успешно вышла на две нефтеносные зоны и проверила их. Нижняя зона – юрская карбонатная секвенция на глубине примерно 2 355 м, верхняя – нижний меловой песчаник аптского возраста, примерно 2 174 м от поверхности.

Измерение давления глубинным манометром в скважине в декабре 2015 года показало, что нынешнее давление в пласте в горизонте мелового песчаника составляет 2 965 psi, то есть относительно близко к изначальному.

Блок «Аккулка» - разведка мелкозалегающего газа

В 2013 году Tethys получила и обработала данные новой сейсмосьемки следующих 100 кв. км на указанных участках блока «Аккулка». Работа выполняется в настоящее время, полученные данные использовали при анализе перспективности на глубокие залежи и определения точки бурения скважины АКД20. Дальнейшая 3D-сейсмосьемка в юго-восточном направлении запланирована на 2016 год, чтобы составить карту возможного продолжения залежей газа на Аккулке при наличии необходимого финансирования. Однако для выполнения всей рабочей программы Контракта на разведку на месторождении Аккулка в 2016-2017 годах потребуются до четырех скважин основного фонда (две глубокие и столько же неглубоких) и/или 5,26 млн долларов США капитальных вложений и операционных расходов (при обменном курсе 350 тенге за доллар).

Кул-Бас – разведка глубокозалегающей нефти и газового конденсата

КБД01 («Калипсо»)

Разведочная скважина «Калипсо» расположена примерно в 50 км к северо-западу от нефтяного месторождения Дорис. Скважина успешно достигла полной глубины в 2011 году с ведением электрического каротажа и указанием двух возможных перспективных зон – известняков триасового и пермо-каменноугольного возрастов. Для данной нижней зоны, скорее всего, потребуются кислотная обработка для стимуляции потока и интенсификация гидроразрыва пласта – распространенный процесс, применяемый на похожих месторождениях региона. Ближайшее крупное месторождение, на котором ведется добыча из шельфового известняка пермо-каменноугольного возраста, – Алибекмола, примерно в 250 км к северу в Докаспийском бассейне.

В марте 2014 года была успешно завершена первая фаза стимуляции на КБД01 с гидроразрывом пласта. В настоящее время компания оценивает будущий объем работ на скважине, который все же зависит от финансирования.

Блок «Кул-Бас» обладает ограниченным оставшимся потенциалом по мелкозалегающему газу. Изучается также возможность тестовой добычи из кызылойского песка через скважину КУЛ03 в рамках новой обязательной программы оценки, которую в данный момент обсуждают. Кроме этого, в блоке «Кул-Бас» имеются возможные поисково-разведочные участки на меловом и юрском уровнях, а также определенный пермо-каменноугольный потенциал.

КБД02 («Климена»)

В конце 2012 года Tethys участвовала в тендере на получение данных 2D-сейсмосьемки 200 км для определения поисково-разведочных участков в блоке «Кул-Бас» перед дальнейшим разведочным бурением. Работа на данный момент уже завершена, карта участка «Климена» составлена с помощью 3D-сейсмосьемки, определившей два меловых и один юрский уровни для бурения. Данный участок представляет собой прямой аналог участка скважины

АКД01/месторождения Дорис, относится к тому же смоделированному исходному бассейну и обладает такими же главными путями движения нефти и газа через породы и характеристиками пласта. Предполагается, что нефть, как и добываемая из АКД01/Дорис, будет с низким содержанием серы и под давлением в пределах нормы. На участке «Климена» планируют пробурить разведочную скважину +/-2 750 м, место для КБД02 выбрано и будет использовано, как только утвердят продление Контракта.

В настоящее время Компания и Казахстанский институт совместно разрабатывают возможные минимальные рабочие программы на 2016 и 2017 годы. Прежде чем будет готов окончательный вариант программ, их объем должен быть проанализирован и утвержден госорганами. При этом предполагается, что бурение скважины КБД02 станет главным компонентом данной работы. Компания намерена приступить к бурению КБД02, как только получит финансирование.

Бурение на мелкозалегающий газ

По состоянию на 31 декабря 2015 г. интегрированные газовые скважины на Аккулке и Кызылое добывали примерно 403 тыс. куб. м в сутки (13,23 млн куб. ф. в сутки) в условиях естественного снижения давления в пласте. Компания рассчитывает суметь увеличить добычу при условии увеличения вложений в газовые скважины, в том числе затрат на обычный и капитальный ремонт имеющегося компрессионного оборудования. Установленная система дегидратации работает удовлетворительно и производит газ, отвечающий экспортным стандартам.

Окончательный ввод в эксплуатацию газопровода Бозой – Шымкент – Китай обеспечит два транзитных маршрута для добываемого Tethys газа – трубопровод для поставки газа в Китай и существующий магистральный газопровод Бухара – Урал, по которому газ поступает из Центральной Азии в Россию, а затем, возможно, в Европу. В настоящее время по китайскому трубопроводу осуществляется только внутренняя поставка газа до Шымкента, но в 2017 году ожидается начало продажи газа в Китай.

Социально-экономические обязательства

Стратегии Компании по социальной ответственности предполагают соблюдение требований по охране окружающей среды и развитие основополагающих отношений с местным населением на территориях, где Компания осуществляет свою деятельность, а также с властями области и правительством в этой местности. Занятость местного населения обеспечивается посредством создания, предоставления и поддержки рабочих мест в местах осуществления деятельности Компании. По мнению руководства, местное население хорошо встречает подобные инициативы, что способствует поддержанию доброжелательных отношений на участках работы Компании и по соседству с ними. Часть своих годовых расходов Компания направляет на учебные и образовательные программы в регионах, в которых осуществляет свою деятельность.

В Казахстане в соответствии со своими контрактами по недропользованию Tethys обязана ежегодно направлять в общей сложности 150 000 долларов США (50 000 от добычи на Кызылое, столько же – от разведки на Аккулке, 30 000 – от добычи на Аккулке и 20 000 – по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу) на социально-экономическое развитие Актобинской области. Субподрядчики, товары, материалы и/или услуги, привлекаемые для работ TAG и «Кул-Бас», должны иметь казахстанское происхождение при условии соблюдения определенных стандартов и требований. И TAG, и «Кул-Бас» должны также отдавать предпочтение гражданам Казахстана при найме работников и вносить вклад в их профессиональную подготовку. Этот вклад составляет 1% операционных расходов по контрактам на добычу на Аккулке и Кызылое, 1% затрат на разведку по Контракту на разведку на Аккулке и в общей сложности 1% инвестиционных затрат по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу.

Кроме этого, и TAG, и «Кул-Бас» обязаны формировать фонд восстановления контрактных площадей (ликвидационный фонд) и ежегодно производить соответствующие отчисления. Этот вклад составляет 1% операционных расходов по контрактам на добычу на Аккулке и Кызылое, 1% затрат на разведку по Контракту на разведку на Аккулке и в общей сложности 1% инвестиционных затрат по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу. Также Компанию призывают вносить добровольный вклад в социальное развитие Актобинской области.

В 2015 году добровольные взносы в общей сложности на 21 111 долларов США были перечислены в пользу Бозойского отделения Социального фонда (проект «Аламан Байга»), местного детского дома, а также объединения ветеранов по случаю 70-й годовщины Победы.

Таджикистан

Таджикистан – государство в Центральной Азии с населением примерно 7 млн человек, расположенная на границе центральноазиатского осадочного бассейна, примыкающая к горам Памира и Тянь-Шаня. Республика граничит на севере с Кыргызстаном и Узбекистаном, на востоке – с Китаем и на юге – с Афганистаном.

Главный осадочный чехол Афгано-таджикского бассейна, содержащий углеводороды, залегает от юрских до палеогеновых морских каменноугольных и обломочных пород. Последний надсолевой участок хорошо сформировался в таджикской части бассейна, где известняки палеоценово-бухарской формации формируют важный нефтяной и газовый пласт. Первоначальный региональный геологический анализ, выполненный Tethys, дает основания полагать, что там имеется потенциал по крупным надсолевым и подсолевым структурам вокруг Бохтарской площади, возможно, содержащим и нефть, и природный газ. Присутствуют пористые горные породы, как и зрелые материнские породы, при этом анализ Компании показывает, что материнские – в основном юрского возраста и могут генерировать нефть и газ. Данная площадь обладает значительной структурой – как тектонической, так и в активном солевом движении, и, возможно, привлекательные участки должны встречаться как в подсолевой, так и в надсолевой секциях. В Компании считают, что данная площадь разведана не до конца и обладает реальным потенциалом по крупным залежам нефти и газа, правда, некоторые из этих структур, как предполагается, находятся на большой глубине.

В 2012 году Tethys уступила 66,67% своего участия в Бохтарском КРП компаниям Total и CNPC. Предполагается, что иностранные инвестиции в добычу углеводородов существенно вырастут в ближайшие несколько лет.

Законодательная база в области проектов по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений дорабатывается. До 2007 года нефтяными и газовыми концессиями владело и управляло в основном государство в условиях законодательства, схожего с советским, согласно которому выдавались лицензии, а эксплуатирующие компании платили налог на прибыль и местные сборы. В 2007 году был принят Закон «О соглашениях о разделе продукции», речь о котором идет далее. Таджикское законодательство, регулирующее нефтегазовую отрасль, включает Закон «О полезных ископаемых» (принят в 1994 г., изменения вносились в 1995 и 2008 гг.), Закон «Об энергетике» (2000 г.) и Постановление Правительства «О заключении контрактов на использование полезных ископаемых» (2001 г.). Кроме этого, Закон «Об инвестициях» (2007 г.) разрешает иностранным инвесторам пользоваться налоговыми льготами, установленными налоговым и таможенным кодексами. При этом зарубежные компании могут создавать в Таджикистане полностью принадлежащие им предприятия. Иностранную валюту можно обменивать беспрепятственно. В 2005 году были упрощены налоговый и таможенный кодексы с учетом норм международного законодательства.

В начале марта 2007 года Правительство Таджикистана приняло закон о соглашениях о разделе продукции («Закон «О соглашениях о разделе продукции»»), который устанавливал рамки разделения продукции при добыче полезных ископаемых, требовал от инвесторов предоставлять капитал для предприятий и производить разделение продукции между инвестором и правительством Таджикистана. Согласно Закону «О соглашениях о разделе продукции», максимальный уровень возмещения затрат не должен превышать 70% от объема добычи, но при этом закон позволяет инвесторам очень гибко обсуждать с правительством Таджикистана коммерческие условия любого контракта о разделе продукции. Например, инвестор вправе экспортировать свою продукцию и пользоваться государственной инфраструктурой. Кроме этого, Закон «О соглашениях о разделе продукции» гарантирует стабильность контрактов и защиту прав инвесторов. В отношении Соглашения о переуступке доли участия в Таджикистане было получено разрешение правительства республики на внесение в документ ряда поправок.

Сегодня нефть в Таджикистане добывается в малых объемах, инфраструктура – незавершенная. На севере имеется доступ к нефтеперерабатывающим заводам Ферганской долины, производственная мощность которых, согласно имеющимся сведениям, составляет 170 000 барр. нефти в сутки. На юге проходит железная дорога из области Кулоб через Душанбе и Курган-Теппа к узбекской сетке железных дорог и далее ко всему комплексу железных дорог Центральной Азии.

Что касается природного газа, то связанная с ним инфраструктура развита несколько лучше. Таджикистан соединен с центральноазиатской сетью газопроводов и в настоящее время именно из нее получает основной объем топлива. В случае обнаружения крупного газового месторождения топливо можно будет экспортировать через систему Ташкент – Бишкек – Алматы или по системе трубопроводов Petrochina из Туркменистана в Казахстан и далее на рынок Китая. Еще один альтернативный маршрут экспорта газа в больших объемах – через Транс-афганский трубопровод, по

которому, в случае его завершения, газ из Центральной Азии будет поставляться в Пакистан и Индию.² На саммите Шанхайской организации сотрудничества, который проходил в сентябре 2013 года, было объявлено о договоренности Китая и Таджикистана проложить из Туркменистана трубопровод для поставки природного газа из этой республики в Китай через Таджикистан (линия D). Проект оценили в 3 млрд долларов США, это будет четвертая линия системы трубопроводов из Центральной Азии в Китай (первые три идут из Туркменистана транзитом через Узбекистан и Казахстан).³ В марте 2014 г. Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited, принадлежащая CNPC (Китайская национальная нефтяная компания), подписала соглашение с «Таджиктрансгазом» о создании совместной компании по газопроводам для управления строительством линии D газопровода Центральная Азия – Китай. Цель соглашения – увеличить поставки газа в Китай через данную систему трубопроводов на 25 млрд куб. м. Предполагалось, что строительство таджикского участка линии D начнется в 2015 году. Таким образом появился бы маршрут для экспорта природного газа на случай обнаружения больших его запасов.

Невыполнение обязательств в Таджикистане

11 октября 2015 г. Компания получила через KPL (дочерняя компания, на 85% находящаяся в ее косвенном владении) Уведомление о выходе из ССД, относящегося к Бохтарскому КРП в Таджикистане, и основного КРП от CNPC и Total. Уведомление о выходе было направлено на том основании, что Tethys не произвел 9 октября 2015 г. платеж по сентябрьскому платежному требованию Bokhtar Operating Company. В Уведомлении о выходе Total и CNPC заявили, что вместе требуют от Kulob Petroleum Limited – дочерней компании Tethys – полного выхода из ССД и уступки всех ее долей участия, вытекающих из Контракта и ССД, компаниям Total и CNPC пропорционально их долям участия.

30 октября 2015 г. KPL ответила на Уведомление о выходе отказом уступить свою долю участия и предложила провести переговоры для мирового разрешения проблемы невыполнения обязательств.

После этого начались и по состоянию на 31 декабря 2015 г. продолжались встречи и переговоры по решению, которое бы устроило и Компанию, и партнеров, и Правительство Таджикистана. На данный момент нет уверенности в том, что Компании удастся сохранить участие в ССД или Бохтарском КРП или же получить какую-либо компенсацию за выход.

Следующее далее описание активов Компании в Таджикистане относится к ее долям, имевшимся до невыполнения обязательств, о котором говорилось выше. Если Компании не удастся сохранить долю в ССД и Бохтарском КРП, у нее не останется долей в активах в Таджикистане и участия в ССД и Бохтарском КРП.

Обзор имущества

Если Компания договорится с Total и CNPC о решении проблемы невыполнения обязательств, указанной в разделе «Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане», и сохранит свое участие в ССД и Бохтарском КРП, ей удастся сохранить 28,33% действительного косвенного участия (через KPL) в доле подрядчика по Бохтарскому КРП, который охватывает площадь в 35 984 кв. км на юго-западе страны (это примерно 25% земельной площади Таджикистана, согласно расчетам, сделанным с учетом того, что общая площадь территории республики составляет 143 100 кв. км, как указано в справочных данных по СНГ).

В приведенной ниже таблице дана общая информация о главном имуществе Компании в Таджикистане (с указанием ее доли в нем) при условии, что Компания договорится с Total и CNPC о решении проблемы невыполнения обязательств, указанной в разделе «Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане», и сохранит свое участие в ССД и Бохтарском КРП.

АКТИВ И КОНТРАКТ	ДЕЙСТВИТЕЛЬНАЯ ДОЛЯ (на 31 декабря 2015)	БАССЕЙН	ОБЩАЯ ПЛОЩАДЬ	ОКОНЧАНИЕ СРОКА (при условии отсутствия)
Бохтарский КРП	28,33%	Афгано-таджикский (Амударья)	35 984,17	Июнь 2038 года

Территория Бохтарского КРП включает почти всю таджикскую часть Афгано-таджикского бассейна.

² Фонд «Наследие», 2006 г.

³ «Азия Плюс», Таджикистан, октябрь 2013 г.

На территории Бохтарского КРП находится подтвержденная углеводородная система. Бохтарская контрактная площадь включает несколько недавно открытых месторождений нефти и газового конденсата, а также старые месторождения – исключенные или не разрабатываемые, поскольку работы по КРП ВОС в настоящее время сосредоточены главным образом на разведке новых участков.

В рамках Соглашения о переуступке доли участия в Таджикистане Правительство республики добавило еще 1 199 кв. км высокоперспективной площади, которые ранее не были включены в Бохтарский КРП. Оно также вновь подтвердило условия Бохтарского КРП, продлило его срок до 2038 года, а также продлило срок первого отказа от прав на пять лет – до 2020 года.

Контракты на добычу

Бохтарский КРП

Согласно Бохтарскому КРП, у Сторон Бохтарского подрядчика, работающих через ВОС, есть исключительное право подрядчиков по Бохтарскому КРП осуществлять определенную деятельность по добыче нефти и газа на Бохтарской контрактной площади в период действия Бохтарского КРП и получать причитающуюся подрядчикам долю продукции, произведенной на Бохтарской контрактной площади. Бохтарская контрактная площадь не включает ряд структур, лицензии на которые были ранее выданы другим субъектам. Согласно соглашению о переуступке доли участия, KPL, CNPC и Total окупят 100% своих расходов каждая за счет доли до 70% от общего объема добычи нефти и природного газа – максимальной доли, разрешенной Законом «О соглашениях о разделе продукции». Остальная продукция (далее – «**Прибыльная продукция**») будет распределяться в соотношении 70% для KPL, CNPC и Total и 30% для Правительства Таджикистана за каждый календарный год. Доля Tethys в объединении затрат составит 28,33% проекта и 28,33% из 70% всей Прибыльной продукции, причитающихся подрядчикам по Бохтарскому КРП. Доля Правительства Таджикистана в Прибыльной продукции включает все налоги, сборы и пошлины. Правительство Таджикистана не получит каких-либо роялти от KPL, CNPC и Total. Согласно Бохтарскому КРП, KPL, CNPC и Total имеют право продавать свои доли в Прибыльной продукции третьим лицам – как резидентам Таджикистана, так и не являющимся таковыми, по цене, устанавливаемой KPL, CNPC и Total. Также, согласно Бохтарскому КРП, KPL, CNPC и Total сохраняют право торговать своими долями продукции независимо друг от друга или совместно по договоренности. Эксплуатирующей компанией по Бохтарскому КРП является ВОС – совместное эксплуатирующее предприятие, которым владеют KPL, CNPC и Total. По итогам выполнения Соглашения о переуступке доли участия в июне 2013 года KPL, владеющая долей Компании в Бохтарском КРП, получила 63 млн долларов США за свои понесенные ранее расходы. Она также частично выполнила первоначальную рабочую программу на 80 млн долларов США, вложив в нее только 8,8 млн долларов. Программа закончилась в ноябре 2015 года.

Условия Бохтарского КРП остаются неизменными в течение всего срока его действия, то есть 25 лет («**Первоначальный срок**»), который был начат заново в 2013 году и, следовательно, закончится в 2038-м. Если на любой разрабатываемой площади коммерческая добыча остается возможной и после окончания Первоначального срока, Бохтарский КРП может быть продлен в отношении такой площади не менее чем на пять лет или до конца периода эксплуатации разрабатываемой площади.

В соответствии с Бохтарским КРП Стороны Бохтарского подрядчика обязаны выбирать и передавать (уступать) права на части Бохтарской контрактной площади. Первый такой отказ от прав на разработку должен произойти через семь лет срока действия контракта в отношении 25% Бохтарской контрактной площади (за вычетом разрабатываемых участков) и затем – каждые пять лет в отношении 50% оставшейся Бохтарской контрактной площади (за вычетом разрабатываемых участков). В июне 2013 года Правительство продлило срок первой сдачи по КРП на пять лет – до 2020 года.

Стороны Бохтарского подрядчика не обязаны уступать какую-либо часть изначальной Бохтарской контрактной площади, в состав которой входит разрабатываемая площадь или территория, на которой находятся заявленные открытые промышленные запасы, план разработки для которых уже составлен и ожидает одобрения со стороны Правительства Таджикистана.

При формировании ВОС Стороны Бохтарского подрядчика создали орган управления ВОС («**Комитет управления**»). Комитет управления осуществляет общее руководство работой ВОС. Такое руководство включает окончательное утверждение предлагаемых ВОС рабочих программ и бюджетов. В состав Комитета управления входит по одному назначенном представителю и одному заместителю представителя от каждой из Сторон Бохтарского подрядчика. Представители имеют право голосовать от имени соответствующих Сторон Бохтарского

подрядчика по вопросам полномочий и обязанностей Комитета управления. Стороны Бохтарского подрядчика дают поручения своим представителям в Комитете управления, согласно данному далее определению, которые могут голосовать только в соответствии с решениями Комитета управления, а в случае внесения изменений в предложение Комитету управления не вправе голосовать без дальнейшего одобрения Комитета управления.

Координационный комитет, созданный Сторонами Бохтарского подрядчика и МЭП («**Координационный комитет**») осуществляет общее руководство деятельностью по добыче нефти и газа по Бохтарскому КРП. В состав Координационного комитета входит в общей сложности шесть представителей, троих из которых назначает МЭП и еще троих – Стороны Бохтарского подрядчика. При этом Стороны Бохтарского подрядчика назначают Председателя Координационного комитета. Решения Координационного комитета принимаются большинством голосов присутствующих и имеющих право голоса представителей. Стороны Бохтарского подрядчика и МЭП должны стремиться договариваться по всем вопросам, которые ставятся перед Координационным комитетом. Если в Координационном комитете не могут прийти к согласию по какому-либо вопросу, преимущество имеет точка зрения Сторон Бохтарского подрядчика. При этом, если МЭП имеет разумные основания полагать, что предлагаемое действие нанесет значительный ущерб месторождению или пласту, что существенно сократит экономическую выгоду, извлекаемую из нефти, которая добывается из такого месторождения или пласта, вопрос направляют признанному на международном уровне независимому эксперту, которого выберут Стороны Бохтарского подрядчика и МЭП и чье решение, основанное на опыте мировой нефтедобывающей отрасли, считается окончательным и обязательным.

На момент вывода доли участия KPL потратила более 8,2 млн долларов США на деятельность по Бохтарскому КРП, что значительно превышает финансовые обязательства по Бохтарскому КРП, и при этом выполнила конкретные рабочие обязательства. Все договорные обязательства по Бохтарскому КРП остаются неизменными и выполняются.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. партнеры по совместному предприятию выделили на 2015 год Bokhtar Operating Company 69,1 млн долларов. Доля Компании в этой сумме составляет 9,9 млн долларов, 4,1 млн долларов из них выплачены, 5,8 млн – остаются невыполненным обязательством (см. раздел «*Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане*»).

Разведка и последующая разработка

Основная стратегия Компании в Таджикистане заключалась в сборе исчерпывающих геологических и геофизических данных с намерением установить точку бурения и пробурить первую глубокую разведочную скважину, возможно, ниже соляного слоя в данном регионе. Начав в 2008 году, Компания разработала региональную геологическую модель на основе геофизической информации, получила данные 2D-сейсмосъемки и провела аэромагнитную гравиметрическую съемку. Компания раскрывала скважин на нефтяных месторождениях Бештентак, Комсомольское и Ходжа-Сартез, пробуривала новую на Комсомольском, а также две разведочные – одну неглубокую и одну средней глубины – на поисково-разведочных участках «Восточный Олимптой» и «Персея».

Вы рамках вывода доли участия бывшая добывающая скважина «Бештентак-20» (БСТ20) была передана Правительству, как и все другие скважины и возможные обязательства на месторождении Бештентак. Кроме этого, скважины, пробуренные KPL, а именно – КОМ200, КОМ201, ЭОЛ09 и ПРС01, были тампонируются и погашены в 3-м квартале компанией Tethys Services Tajikistan Limited, стопроцентной дочерней компанией SSEC, по заказу Сторон Бохтарского подрядчика.

После завершения вывода доли участия новое совместное предприятие сосредоточилось на выполнении программы сбора данных полной 2D-сейсмосъемки на территории КРП, нацеленной, в частности, на глубокозалегающий фонд перспективных структур.

30 октября 2014 г. Компания объявила начало следующей фазы программы сейсморазведочных работ, запланированных для определения точки бурения первой глубокой скважины. Bokhtar Operating Company подписала контракт на получение крупной программы сейсмосъемки, чтобы добавить ее данные к ранее полученным Tethys. Программа 1-й фазы 2D-съемки на 826 км должна была завершиться к концу 2015 года, но Компания не уверена в этом в силу ограничений по информации, которые были установлены после невыполнения обязательств по ССД с ВОС (см. раздел «*Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане*»).

Продажа нефти и газа

Согласно Бохтарскому КРП и Бохтарскому ССД с CNPC и Total, Компания имеет право самостоятельно продавать и экспортировать нефть и газ, добытые на контрактной площади. В настоящее время продажа нефти и газа с контрактной площади не осуществляется. В случае открытия запасов Компания оценит оптимальное решение по продаже углеводородной продукции. В зависимости от рыночных условий, объема добычи, типа углеводородов и маркетинговых методов, используемых CNPC и Total, Компания может принять решение о самостоятельном продвижении продукции, о продаже совместно с CNPC и Total, с CNPC или Total, о внутренних продажах или экспорте продукции. Согласно Бохтарскому КРП и Бохтарскому ССД с CNPC и Total, Компания имеет право продавать продукцию любым лицам в любой юрисдикции по своему единоличному решению. На данный момент никаких форвардных контрактов не заключено.

Социально-экономические обязательства

Согласно Бохтарскому КРП, в Таджикистане ВОС обязана ежегодно направлять средства на социально-экономическое развитие бохтарской территории, а социально-экономический бюджет на каждый год предлагают и утверждают в Координационном комитете Бохтарского КРП, при этом в Бохтарском КРП не предусмотрена какая-либо минимальная сумма. Кроме этого ВОС имеет безусловное обязательство по осуществлению необходимых программ по обучению персонала из числа граждан Таджикистана, чтобы можно было заменять иностранных сотрудников местными специалистами с соответствующей подготовкой и опытом. ВОС ежегодно предусматривает в своем бюджете средства на обучение персонала, за счет чего организует обучение как в компании, так и за рубежом. Кроме этого, возможности по подготовке предоставляются партнерам среди государственных органов – МЭП и «Таджикгеологии».

На территории сейсмозонировки 2014-2015 гг. ВОС провела также оценку воздействия на окружающую среду и социальную сферу.

Ранее через свою дочернюю компанию KPL Компания выделяла средства на ряд социальных программ в Таджикистане, в том числе – на строительство нового жилья в г. Кулобе Хатлонской области на юге Таджикистана, помогая населению территории, пострадавшей от разрушительного наводнения, а также предоставила генераторы местным родильным домам, финансировала и организовывала празднование Навруза, оказала помощь 42 детям из бедных семей и их родным в районе Хамадони, предоставила оборудование для реабилитации, компьютеры, кухонную технику душанбинскому детскому дому для детей с ограниченными возможностями здоровья.

Грузия

Грузия – независимое государство с населением примерно в 4,5 млн человек в Кавказском регионе Евразии. Оно расположено на стратегически важном пересечении путей из Западной Азии и Восточной Европы. На западе республика выходит к Черному морю, на севере граничит с Россией, на юге – с Турцией и Арменией, на юго-востоке – с Азербайджаном. Страной руководит демократически избранная власть. Грузия – член ряда международных организаций, в том числе – ООН, Совета североатлантического партнерства. Организации по безопасности и сотрудничеству в Европе, Международного валютного фонда, Всемирного банка, Всемирной торговой организации.

В Грузии благоприятная деловая среда, она находится на 24-м месте в списке 189 стран рейтинга легкости ведения бизнеса Всемирного банка (Doing Business).⁴ Имея хорошо развитую инфраструктуру и крупные нефтяные и газовые трубопроводы, Грузия играет все возрастающую роль в налаживании связей между Европой и Азией, предоставляя доступ к рынкам Европы, стран Персидского залива и СНГ.

Грузия – исторически нефте- и газодобывающая страна с признанными в мире нефтегазоматеринскими породами. Эти породы относятся к частично органическим насыщенно черным аргиллитам верхнеэоценовой и олигоценово-нижнемиоценовым эпохам, майкопской формации, толщиной до 2,5 км, с аномально высоким давлением. Такая порода моложе главных пластов, но может располагаться под ними. Вероятно, она созрела в плиоценовое и плейстоценовое время, а затем углеводороды мигрировали вверх по сложным структурам и вдоль сдвигов. Возможная вторичная материнская порода относится к юрскому периоду. Тонкие интервалы песчаника и алевролита встречаются в майкопской секвенции, создавая обычные нефтегазоносные комплексы, и данный горизонт также может выступать в качестве непроницаемых пород / необычного сланцевого пласта.

Основные продуктивные пласты бассейна относятся третичному веку, особенно среднеэоценовые вулканокластические. Перспективный пласт состоит из верхне- и нижнеплиоценовых, верхнемиоценовых

⁴ Всемирный банк, 2016 г., <http://www.doingbusiness.org/rankings>

турбидитных песков, нижнемиоценовых, олигоценых песков и среднеэоценовых трещиноватых пластов в обломочных или вулканокластических турбидитных и цунами-осадков. Кроме этого, перспективные пласты включают меловые обломочные и карбонатные породы. Главной непроницаемой породой (покрышкой) среднемиоценового пласта является серия толстого верхнеэоценового сланца. Верхнемеловой пласт, представляющий геологоразведочный потенциал, - это подтвержденный пласт со сланцевой покрышкой на нефтяном месторождении Манави в Грузии и на севере Кавказа, где разбитые меловые породы и известняки могут давать до 15 тыс. барр. нефти в сутки и иметь коэффициент ее извлечения в 50%. Разбитые русловые пески Чокрака миоценового периода могут иметь сложенные нефтеносные комплексы на месторождении Норю и обладать хорошей пористостью. Верхнеэоценовая и майкопская (олигоценая/нижнемиоценовая) порода сама по себе может служить пластом, поскольку в сланце обнаружены прослойки песчаника и алевролита с достаточной пористостью, но низким коэффициентом проницаемости.

Топография – разнообразная, от горной до долинной и равнинной. Территория Грузии является сейсмоактивной. Климат – от субтропического до континентального. Через Грузию по хорошим автомагистралям, железной дороге, важным трубопроводам проходят пути транспортировки нефтяной и прочей продукции из Азербайджана. Нефтяную и газовую отрасли грузинской экономики поддерживает присутствие этих крупных проходящих рядом экспортных трубопроводов. Нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД) протяженностью 1 768 км может перекачивать 1 млн барр. нефти в сутки. Он пролегает от Каспийского моря до Средиземного, соединяя города Баку, Тбилиси и Джейхан. Нефтепроводом владеет и управляет компания ВТС Со. – консорциум 11 энергокомпаний, управляемый его крупнейшим акционером ВР (есть также планы продолжить трубопровод до Центральной Европы. Протяженность нефтепровода Баку – Супса (известен как Западный экспортный трубопровод и Западный трубопровод системы ранней добычи нефти) составляет 833 км, пропускная способность – 145 тыс. барр. нефти в сутки. Управляемый ВР, он пролегает от терминала «Сангачал» в Азербайджане (порт Баку) до терминала «Супса» в Грузии. Протяженность южнокавказского газопровода составляет 692 км, пропускная способность – 8,8 млрд куб. м в год (планируется повысить до 20 и даже до 60 млрд за счет строительства второй линии трубопровода). Он связывает газодобывающие объекты азербайджанского морского газового месторождения Шах-Дениз и турецкий Эрзерум тем же маршрутом, что и нефтепровод БТД.

Условия КРП в Грузии – стабильные и разумные. Нефть можно экспортировать. Цена нефти, добываемой в настоящее время, равна цене нефти марки Brent минус примерно 10% на месторождении. В Грузии создана благоприятная законодательная и нормативно-правовая база для нефтяной отрасли наряду с упрощенными условиями ведения бизнеса.

АКТИВ И КОНТРАКТ	ДЕЙСТВИТЕЛЬНАЯ ДОЛЯ (на 31 декабря 2015)	БАССЕЙН	ОБЩАЯ ПЛОЩАДЬ	ОКОНЧАНИЕ СРОКА (при условии отсутствия)
Блок XI ^A	49%	Кура	700	2037
Блок XI ^M	49%	Кура	354,5	2038
Блок XI ^N	49%	Кура	287,8	2038

Контракты о разделе продукции

По каждому из блоков XI^A, XI^M и XI^N заключен КРП, дающий право на разведку и добычу в течение 25 лет (при условии обязательной рабочей программы и успешной разведки) Компании – Tethys – через ее дочерние компании Trialeti Petroleum Limited, Lisi Petroleum Limited и Saguramo Petroleum Limited, которая владеет 49% акций в каждом из КРП, а также GOG (через ее дочерние компании), которая владеет 51%. GOG является эксплуатирующей компанией, а Tethys вошла в КРП путем выплаты на основе акций и вознаграждения за управление инвестициями в пользу GOG в размере 4,4 млн долларов США за первоначальные минимальные рабочие программы по блокам. Программа состоит из 2D-сейсмосьемки, а также геохимических и геологических исследований. После выплаты 2,64 млн долларов США вознаграждения и получения 49% Tethys расторгла договор о вхождении в целях сокращения издержек.

По Соглашению о совместной деятельности подрядчики Trialeti Petroleum Limited, Lisi Petroleum Limited и Saguramo Petroleum Limited (каждый полностью принадлежит Tethys Petroleum Limited) и GOG осуществляют деятельность через назначенную GOG эксплуатационную компанию NOC («Соглашение о совместной деятельности по

проекту «Иберия»»). Подрядчики имеют право продавать свою долю продукции независимо друг от друга или совместно по договоренности. Эксплуатационная компания должна действовать от имени компаний-подрядчиков, согласно указаниям Рабочего комитета проекта «Иберия» относительно работ в рамках КРП по блокам XI^A, XI^M и XI^N. Эксплуатационная компания осуществляет деятельность от имени подрядчиков на некоммерческой основе, а ее активы принадлежат подрядчику пропорционально доле участия.

Условия КРП дают возможность брать себе 50% добытых углеводородов на возмещение 100% затрат, после чего 50% прибыльной продукции распределяется в соотношении 50/50 между подрядчиком и Правительством, пока совокупный доход не превысит совокупные расходы, после чего доля Правительства увеличивается до 60%. Каждый контракт также предусматривает фиксированный сбор за осуществление распорядительных функций (роялти) в размере 25,19 лари за тонну (около 1,3 доллара США за баррель по состоянию на 31 декабрь 2015 г.) добытой нефти. Государство имеет право активизировать долевое участие в случае открытия промышленных запасов в блоке XI^A (имеется опцион на 25%), XI^M и XI^N (имеется опцион на 20%).

У государства есть 12 месяцев на то, чтобы воспользоваться опционом. Срок действия опциона истекает через 12 месяцев после направления Правительству уведомления об обнаружении запасов. Если государство не реализует свои права по опциону в течение 12 месяцев после первого открытия, действие опциона прекращается, и он не применяется к дальнейшим открытиям на площади КРП. Если государство не воспользуется опционом, оно должно назначить опционный процент, который пожелает взять (до 20% в блоках XI^M и XI^N), и становится стороной подрядчика по КРП. Правительство будет обязано оплачивать свою долю затрат, а также будет получать свою долю компенсационной нефти и прибыльной нефти.

Если же опционом воспользуются, а у подрядчика возникнут невозмещенные затраты по возмещению расходов, Правительство (выступающее в качестве стороны подрядчика) не получает нефть, предназначенную для компенсации издержек, а получает только свою долю прибыльной нефти (процентная доля, которую решило взять Правительство по своему праву опциона; не более 20%). После возмещения затрат на компенсацию издержек, которые подрядчик понес до решения Правительства воспользоваться опционом, Правительство будет получать нефть, предназначенную для компенсации издержек, и прибыльную нефть, как обычный подрядчик. Воспользовавшись правами по опциону, правительство присоединяется к Соглашению о совместной деятельности по проекту «Иберия», которое действует в настоящее время. Если Правительство реализует свои права по опциону, оно гарантирует, что подрядчик будет освобожден от налогов, которые могли бы подлежать уплате в результате такой уступки участия. Кроме этого, Правительство гарантирует, что «Подрядчик огражден от экономического ущерба, который может быть вызван исполнением прав по опциону Правительством».

Если правительство воспользуется опционом, оно отвечает за постоянное финансирование и работу в качестве стороны подрядчика по КРП и Соглашению о совместной деятельности по проекту «Иберия». Если Правительство не выполнит своих обязательств по указанным соглашениям, оно рассматривается в качестве подрядчика и потому считается не исполнившим обязательств по КРП и Соглашению о совместной деятельности по проекту «Иберия».

В отношении блока XI^A, по каждому запасу, открытому на площади КРП, Правительство может реализовать право по опциону взять 25% КРП, став стороной подрядчика. На то, чтобы воспользоваться опционом, у Правительства есть 12 месяцев после получения уведомления об открытии. Если запасы открыты, и Правительство не воспользовалось опционом, а позднее открыты новые запасы, Правительство может воспользоваться своими правами по опциону на второе (и последующие) открытие и взять долю в 25% в КРП в качестве стороны подрядчика. Но при этом в отношении открытых запасов, правом по опциону на которые Правительство не воспользуется, оно должно назначить опционный процент, который пожелает взять (до 25%), после чего становится стороной подрядчика по КРП, получив все права, обязанности и обязательства стороны подрядчика по КРП. Правительство будет обязано оплачивать свою долю затрат, а также будет получать свою долю компенсационной нефти и прибыльной нефти, но данное положение не применяется к площади, запасы на которой открыли ранее и по которой Правительство не воспользовалось опционом в течение 12 месяцев.

Если же опционом воспользуются, а у подрядчика возникнут невозмещенные затраты по возмещению расходов, Правительство (выступающее в качестве стороны подрядчика) не получает нефть, предназначенную для компенсации издержек, а получает только свою долю прибыльной нефти (процентная доля, которую решило взять Правительство по своему праву опциона; не более 25%). После возмещения затрат на компенсацию издержек, которые подрядчик понес до решения Правительства воспользоваться опционом, Правительство будет получать нефть, предназначенную для компенсации издержек, и прибыльную нефть, как обычный подрядчик. Воспользовавшись правами по опциону, правительство присоединяется к Соглашению о совместной деятельности

по проекту «Иберия», которое действует в настоящее время. Если Правительство реализует свои права по опциону, оно гарантирует, что подрядчик будет освобожден от налогов, которые могли бы подлежать уплате в результате такой уступки участия. Кроме этого, Правительство гарантирует, что «Подрядчик огражден от экономического ущерба, который может быть вызван исполнением прав по опциону Правительством».

Если правительство воспользуется опционом, оно отвечает за постоянное финансирование и работу в качестве стороны подрядчика по КРП и Соглашению о совместной деятельности по проекту «Иберия». Если Правительство не выполнит своих обязательств по указанным соглашениям, оно рассматривается в качестве подрядчика и потому считается не исполнившим обязательств по КРП и Соглашению о совместной деятельности по проекту «Иберия».

Добыча

Лицензионные блоки XI^A и XI^M расположены в восточном складчато-надвиговом поясе Ачара – Триалет, блок XI^N – в прибрежное полосе Куры. С каждой стороны синклиналей блоки содержат сложенные надвиговые антиклинальные складки, которые могут выступать в качестве обычных сбросов.

Блок XI^A в целом образован из палеогено-триалетового складчато-надвигового пояса, высока вероятность присутствия там обычных структурных нефтеносных комплексов. Блок XI^M – это низкорельефный участок к северу от Тбилиси, где легче всего вести сейсморазведку. Это – синклиналь, а потому есть вероятность присутствия необычных нефтеносных сланцевых комплексов, но также и поднадвиговых антиклинальных структур сброса.

Блок XI^N – это лесистые холмы с изрезанным рельефом, он содержит перспективные моноклинальные газосодержащие участки мелового и миоценового периодов, опять же в поднадвиговых антиклинальных структурах сброса, как и, возможно, необычные нефтеносные сланцевые комплексы.

Нефтегазоносные комплексы можно выявлять по имеющимся данным сейсморазведки, переходящему фонду скважин и картам поверхности того, что классифицируют как обычные и необычные нефтегазоносные комплексы. Обычные нефтегазоносные комплексы – структурные, хотя пласты часто достаточны плотные и могут зависеть от проницаемости трещины. Необычные нефтегазоносные комплексы – это майкопские и верхнеэоценовые нефтегазоматеринские породы, которые содержат тонкие прослойки песчаника и обломочной породы и могут также выступать в качестве обычных резервуаров. При этом они дают возможность локализовать из стратиграфически в таких синклиналиях, как синклиналь Ормоани в блоке XI^M. В настоящее время совместное предприятие разведывает только обычные структуры. Совместное предприятие пересмотрело рабочую программу по блокам XI^A, XI^M и XI^N во время переговоров с Госагентством в 2015 году. Досрочные обязательства по скважинам основного фонда 2016 года были отозваны, была представлена программа «Гравитация» на начало 2015 года для выборочного определения территории 2D-сейсмосьемки. Подтвержденное обязательство по 2D-сейсмосьемке затем было отложено на 2016 год и сокращено в объеме.

Общая программа подтвержденного обязательства по 2D-сейсмосьемке на трех блоках теперь охватывает 300 км, данные по 250 из них уже получены, финансирование для разведанной площади получено в результате заключения соглашения о входе. Будущая программа разведки таким образом включает дополнительные 50 км 2D-сейсмосьемки, которая должна быть завершена и данные которой должны быть интерпретированы к середине 2017 года. Это будет означать выполнение последних невыполненных обязательств по работе на этих блоках. Данная программа по сейсморазведке была разработана на основе результатов наземной гравиметрической разведки, выполненной в 2015 году на блоках XI^A, XI^M и XI^N. Все эти данные, как и данные последующих исследований будут обрабатываться и толковаться с целью создания информационной базы для принятия решения о бурении или отказе от бурения в отношении каждого блока. При этом каждое решение о бурении будет зависеть от успешной компенсации затрат на бурение, а окончательной целью будет успешное бурение разведочной скважины и начало добычи. Компания приняла решение продать свой чистый капитал в грузинских блоках в обмен на вознаграждение за управление инвестициями по будущей рабочей программе или на иную монетизацию площади.

Социально-экономические обязательства

В Грузии нет официальных обязательств по выделению средств на социально-экономическое развитие по КРП.

Буровые установки и оборудование

Компания видит для себя значительную выгоду, и с точки зрения работы, и в плане издержек, в том, чтобы иметь собственное буровое и добывающее оборудование и эксплуатировать его. В тех сферах, в которых Компания осуществляет свою деятельность, часто бывает трудно и дорого привлекать третьих лиц в качестве подрядчиков для

бурения и сопутствующей работы. Причем дело не только в издержках, но и в возможных задержках и отсутствии гибкости. Компания не стремится к тому, чтобы быть поставщиком услуг, - ее оборудование прежде всего предназначено для ее же проектов. При этом, если оборудование не используется Компанией, его можно сдавать в аренду третьим лицам.

Компания учредила стопроцентную дочернюю компанию Imperial Oilfield Limited, зарегистрированную на Каймановых островах, которая владеет некоторыми ее буровыми установками и прочей добывающей техникой.

В настоящее время Компании принадлежит нижеперечисленная основная техника.

Буровая установка Telesto ZJ70/4500L, 2 тыс. л. с. (1 470 кВт), сила подвеса – 450 тонн, дизельная механическая буровая установка, собранная для Компании на заводе Honghua Petroleum Equipment Co., Ltd. в Ченьду (Китай). Ее номинальная глубина бурения – свыше 7 тыс. м (23 тыс. ф.). Это одна из самых крупных буровых установок в Центральной Азии. Ее планируется усовершенствовать за счет установки верхнего привода. В настоящее время Telesto находится в Казахстане.

Буровая установка Tynke ZJ30/1700 CZ, 1 080 л. с. (792 кВт), сила подвеса – 180 тонн, дизельная механическая буровая установка, смонтированная на автомашине, собранная для Компании на заводе в Наньяне (Китай). Ее номинальная глубина бурения – примерно 3 тыс. м (9 843 ф.). В настоящее время находится в Казахстане.

Буровая установка Thoe UP60/80, 400 л. с. (294 кВт), сила подвеса – 80 тонн, дизельная механическая буровая установка. Номинальная глубина бурения – 2 тыс. м (6 562 ф.) при бурительных трубах 24 кг/м, глубина увеличения дебита скважины – 4 тыс. м (13 123 ф.) при бурительных трубах 14 кг/м. В настоящее время находится в Казахстане.

Кроме этого, у Группы имеется два малых агрегата для капитального ремонта скважин (в настоящее время не используются в Таджикистане и Казахстане), а также краны грузоподъемностью 25 и 50 тонн, установка для цементирования GJC40-17 и различные транспортные средства.

Конкурентные условия

Нефтегазовая отрасль отличается высокой конкуренцией. Компания ведет конкурентную борьбу за приобретение, а также при разведке, разработке, добыче и продаже нефти и газа с много численными участниками рынка, у некоторых из них больше финансовых ресурсов, работников, объектов, чем у Компании. Возможности Компании для увеличения запасов в будущем будут зависеть не только от ее способности развиваться продолжать развивать имеющиеся активы, но также от умения выбирать и приобретать подходящее добывающее имущество и перспективные участки для разведочного бурения. К факторам конкуренции при дистрибуции и продаже нефти и газа относятся цены, методы и надежность доставки, присутствие импортной продукции.

К главным конкурентным преимуществам Компании относятся ее опыт работы в Центральной Азии и странах бывшего СССР, специальные знания в области геологии и доступ к капиталу (в соответствующих рыночных условиях). Старшее руководство очень тонко разбирается в геологии Центральноазиатского региона, в его сложностях и возможностях для работы. Кроме этого, руководство глубоко понимает коммерческую и нормативно-правовую среду в Казахстане, Таджикистане и Грузии, а также в других странах Центральной Азии и у их соседей. Будучи зарегистрированной на бирже, Компания обладает рядом компетентных преимуществ перед другими иностранными субъектами, осуществляющими деятельность в Казахстане, Таджикистане и Грузии, в плане доступа к капиталу (в соответствующих рыночных условиях). Правда, государственные компании и некоторые транснациональные корпорации обладают большими финансовыми ресурсами по сравнению с имеющимися у Компании. Постоянный успех Компании будет зависеть от ее способности привлекать капитал для расширения производственных возможностей и продвижения инициатив по разведке запасов.

Вопросы экологии

Деятельность и активы Компании подпадают под действие природоохранного законодательства государств, в которых она работает. Компания осуществляет свою деятельность практически в полном соответствии со всеми актуальными и применимыми экологическими правилами и передовым опытом отрасли. Как принято в стандартной практике, необходимые меры при оставлении площадей, восстановление участков и возмещение затрат, связанных буровыми работами Компании, являются обязательными в каждой стране, в которой она работает. В настоящее время Компания вместе со своими партнерами стремится соблюдать все применимые природоохранные нормы и правила и предусматривает необходимые средства в своем бюджете капитальных затрат для дальнейшего выполнения своих обязательств по охране окружающей среды.

Казахстан

В Казахстане Компания обязана представлять в соответствующие госорганы квартальные отчеты о соблюдении природоохранных требований. Компанию могут обязать производить выплаты Правительству Казахстана за определенные выбросы вредных веществ. До усовершенствования природоохранной нормативно-правовой базы в 2007 году Компания отчисляла незначительные средства на охрану окружающей среды.

В 2010 году Правительство Казахстана приняло улучшенные нормативно-правовые акты, которые предполагают соответствующие платежи и расходы за выбросы в атмосферу, на утилизацию промышленных отходов, мониторинг окружающей среды и принятие мер по ее защите, а также дополнительные сборы за каждую пробуренную скважину. Эти правила учитывают глубину скважин, количество образующихся при бурении отходов и объем газа, который может сжигаться на факелах. В 2015 году Компания заплатила 73 731 доллар США в качестве компенсации за выбросы вредных веществ в атмосферу (в 2014-м – 150 204 доллара).

Таджикистан

KPL соблюдала международные стандарты в области ТБ, ОЗ и ООС при осуществлении своей деятельности и производила улучшения на своих объектах, прежде чем ВОС взяла на себя контроль за соблюдением указанных норм в середине 2013 года.

Грузия

В 2014 году Tethys внедрила политику в области международных стандартов по ТБ, ОЗ и ООС в три КРП вводя в курс дела соответствующих акционеров, а также проинструктировала по указанным стандартам текущую эксплуатационную компанию NOC. В 2015 году NOC продолжала реализовывать политику соблюдения международных стандартов в области ТБ, ОЗ и ООС во всех трех КРП.

Персонал

По состоянию на 31 декабря 2015 г. в Компании насчитывалось в общей сложности 310 постоянных работников по всему миру (в 2014-м – 419).

Специальные навыки и знания

В Компании уверены, что ее успех в значительной степени зависит от качества работы ее менеджмента и ключевых сотрудников, многие из которых обладают специальными навыками и знаниями в нефтегазовой области. Также в Компании считают, что у нее достаточно работников со специальными навыками и знаниями для успешного осуществления деятельности и выполнения работ.

Зарубежная деятельность

В настоящее время активы Компании находятся в Казахстане, Таджикистане (если будет возможно договорится о разрешении проблемы с невыполнением обязательств, о которой говорилось в разделе «Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане») и Грузии. Следовательно, Компания подвержена определенным рискам, включая колебания курсов валют, возможную политическую и экономическую нестабильность. Подробнее о факторах риска, затрагивающих зарубежную деятельность Компании, можно узнать из раздела «Факторы риска».

ОТЧЕТ О ДАННЫХ ПО ЗАПАСАМ И ПРОЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ О НЕФТИ И ГАЗЕ

Далее представлен отчет о данных по запасам в Казахстане. Компания пригласила для оценки своих запасов нефти и природного газа экспертов Gustavson Associates LLC («**Gustavson**», см. определение в разделе «*Глоссарий*»). Обратите внимание, что у Компании нет запасов, относящихся к ее площадям в Таджикистане и Грузии. По заказу Компании Gustavson подготовила независимую оценку ее запасов нефти и природного газа в Казахстане от 1 марта 2016 г. («**Отчет**»), со второй действительной датой отчета 31 декабря 2015 г. Отчет подготовлен в соответствии со стандартом NI 51-101.

В соответствии с требованиями стандарта NI 51-101, Отчет сопровождаются следующие приложения:

Приложение А-1: Отчет о данных по запасам независимого квалифицированного оценщика по форме 51-101F2 для Gustavson.

Приложение В-1: Отчет руководства и директоров по информации о нефти и газе по форме 51-101F3.

Данные по запасам

Казахстан

Компания пригласила Gustavson для оценки ее запасов сырой нефти и природного газа по состоянию на 31 декабря 2015 г., в связи с чем Gustavson подготовила Оценочный отчет Gustavson, отражающий запасы сырой нефти и природного газа Компании по состоянию на 31 декабря 2015 г.

Данные о запасах, представленные далее, основаны на оценке, проведенной Gustavson, по состоянию на 31 декабря 2015 г. В данных представлены запасы сырой нефти и природного газа Компании и чистая приведенная стоимость будущего чистого дохода этих запасов по расчетам, произведенным с использованием прогнозных цен и издержек. Представленные данные о запасах соответствуют требованиям NI 51-101. Компания включила дополнительную информацию, которая не является обязательной по стандарту NI 51-101, но которую она считает интересной для инвесторов и необходимой для сохранения преемственности с предыдущими данными. Компания пригласила Gustavson для оценки подтвержденных, вероятных и возможных запасов сырой нефти и природного газа.

При подготовке Оценочного отчета Gustavson использовала исходную информацию, полученную у Tethys и включающую наземные данные, информацию о скважинах, геологическую информацию, данные по добыче, расчеты даты запуска, контактные данные, текущие цены на углеводородную продукцию, данные об операционных расходах, бюджет долгосрочных вложений, финансовые данные и будущие рабочие планы. Прочие инженерные, геологические и экономические данные, необходимые для проведения оценки и послужившие основой для Оценочного отчета Gustavson, были получены из открытых источников, у других эксплуатационных компаний и из открытых документов Gustavson. Gustavson приняла степень и характер принадлежности и точности всех фактических данных, представленных для независимой оценки из всех источников, в том состоянии, в котором они представлены.

Расчеты по будущему чистому доходу на основе Оценочного отчета Gustavson, представлены в долларах США (примечание: в Казахстане продажи нефти и газа и соответствующие расходы облагаются НДС по ставке 12%, но этот фактор не учитывается при оценке по стандарту NI51-101). Все оценки и обзоры будущего чистого потока денежных средств представлены до указания затрат на выплату процентов, общих и административных расходов (кроме общих и административных расходов, связанных с Казахстаном) и после вычета расчетных будущих капитальных вложений по скважинам, за которыми закреплены запасы. Не следует полагать, что расчетный чистый поток денежных средств, указанный далее, представляет справедливую рыночную стоимость имущества Компании. Нет уверенности в том, что будут достигнуты именно такие цены и показатели расходов, поэтому разница может оказаться существенной. Расчеты по извлечению и запасам сырой нефти и природного газа, представленные в отчете, являются только расчетами и не гарантируют, что рассчитанные запасы будут извлечены. Фактические запасы сырой нефти и природного газа могут быть больше или меньше, чем в расчетах.

Таджикистан

В силу отказа от прав на разработку скважины БСТ20 и прилегающих месторождений Бештентак и Комсомольское в рамках вывода доли участия, а также в силу текущих планов не вести работы по данным участкам по ССД у Компании нет запасов в Таджикистане по состоянию на 31 декабря 2015 г.

В нижеследующих сводных таблицах может возникать разница по причине округления.

Данные о запасах сырой нефти и природного
газа ⁽¹⁾ на 31 декабря 2015 г.
Прогнозные цены и издержки

Легкая и средней плотности

Категория запасов	Сырая нефть		Природный газ		Всего	
	Валовые (тыс. барр.)	Чистые (тыс. бар.)	Валовые (млрд куб. ф.)	Чистые (млрд куб. ф.)	Валовые (тыс. бнэ)	Чистые (тыс. бнэ)
КАЗАХСТАН						
Подтвержденные						
Разрабатываемые Добываемые	1 265	1 226	17 529	16 014	4 187	3 895
Разрабатываемые Недобываемые	507	489	7 291	6 515	1 723	1 575
Неразработанные	4 190	4 024	18 455	16 441	7 266	6 764
Всего подтвержденных	5 963	5 739	43 275	38 971	13 175	12 234
Вероятные	5 262	5 053	33 185	29 596	10 793	9 986
Всего подтвержденных плюс вероятные	11 224	10 792	76 460	68 567	23 968	22 219
Возможные	10 244	9 680	35 979	32 098	16 241	15 029
Всего подтвержденных плюс вероятные плюс возможные	21 469	20 471	112 440	100 665	40 209	37 249

Примечание

(1) Возможные – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных. Вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подтвержденных, вероятных и возможных запасов, составляет 10%.

**Информация о чистой приведенной стоимости
будущего чистого дохода по состоянию на 31 декабря 2015 г.
Прогнозные цены и издержки⁽¹⁾⁽²⁾**

Категория запасов	До вычета подоходного налога по ставке (% в год)					До вычета подоходного налога по ставке (% в год)					Стоимость единицы до вычета подоходного налога по ставке 10% в год (\$/бнз)
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	
	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	(тыс. \$)	
КАЗАХСТАН											
Подтвержденные											
Разрабатываемые Добываемые	\$53 277	\$43 971	\$36 938	\$31 501	\$27 214	\$36 144	\$30 281	\$25 820	\$22 344	\$19 579	\$9,61
Разрабатываемые Недобываемые	\$41 461	\$32 821	\$26 581	\$21 938	\$18 395	\$23 770	\$19 011	\$15 549	\$12 950	\$10 947	\$16,34
Неразрабатываемые	\$173 342	\$132 693	\$103 694	\$82 466	\$66 578	\$96 497	\$73 349	\$56 844	\$44 780	\$35 774	\$15,33
Всего подтвержденных	\$268 080	\$209 484	\$167 212	\$135 905	\$112 187	\$156 411	\$122 641	\$98 213	\$80 075	\$66 300	\$13,67
Вероятные	\$314 729	\$237 716	\$184 344	\$146 055	\$117 804	\$146 903	\$110 396	\$85 388	\$67 594	\$54 542	\$18,46
Всего подтвержденных плюс вероятные	\$582 809	\$447 199	\$351 556	\$281 961	\$229 991	\$303 314	\$233 037	\$183 601	\$147 668	\$120 842	\$15,82
Возможные	\$462 342	\$326 485	\$239 794	\$181 873	\$141 653	\$216 301	\$150 353	\$109 238	\$82 410	\$64 213	\$15,96
Всего подтвержденных плюс вероятные плюс возможные	\$1 045 151	\$773 684	\$591 350	\$463 833	\$371 644	\$519 615	\$383 390	\$292 838	\$230 078	\$185 055	\$15,88

Примечание

(1) Стоимость единицы в Казахстане и общая представлены в долларах США за бнз.

(2) Возможные – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных. Вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подтвержденных, вероятных и возможных запасов, составляет 10%.

**Общий будущий чистый доход
(без учета скидки)
по состоянию на 31 декабря 2015 г.
Прогнозные цены и издержки⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾**

Категория запасов	Будущий чистый доход до вычета	Роялти	Рентный налог, экспорт	Операц. расходы	Расходы на развитие	Расходы на ликвидацию и восстановление	Прочие расходы	Будущий чистый доход до вычета подоходного налога	Подоход. налог	Будущий чистый доход после вычета подоходного налога
	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)	(млн \$)
КАЗАХСТАН										
Всего подтвержденных	505,91	38,27	32,91	81,01	49,89	0,50	35,26	268,08	111,67	156,41
Всего подтвержденных плюс вероятные	983,98	72,25	67,48	109,17	80,03	0,66	71,59	582,81	279,50	303,31
Всего подтвержденных плюс вероятные плюс возможные	1 724,20	128,12	141,01	162,92	99,62	0,86	146,52	1 045,15	525,54	519,61
ИТОГО										
Всего подтвержденных	505,91	38,27	32,91	81,01	49,89	0,50	35,26	268,08	111,67	156,41
Всего подтвержденных плюс вероятные	983,98	72,25	67,48	109,17	80,03	0,66	71,59	582,81	279,50	303,31
Всего подтвержденных плюс вероятные плюс возможные	1 724,20	128,12	141,01	162,92	99,62	0,86	146,52	1 045,15	525,54	519,61

Примечание

- (1) Прочие расходы означают возмещение ранее понесенных затрат.
- (2) Роялти включают налог на добычу полезных ископаемых.
- (3) Возможные – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных. Вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подтвержденных, вероятных и возможных запасов, составляет 10%.

**Будущий чистый доход по группе добычи
по состоянию на 31 декабря 2015 г.**

Прогнозные цены и издержки⁽¹⁾⁽²⁾

Категория запасов	Группа добычи	Будущий чистый доход до вычета подоходного налога (10% в год) (млн \$)	Стоимость единицы³
ВСЕГО ПОДТВЕРЖДЕННЫХ	Светлая нефть и нефть средней плотности, Казахстан	\$51 704	\$8,74
	Попутный газ и природный газ, Казахстан	\$115 508	\$18,28
ВСЕГО ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ	Светлая нефть и нефть средней плотности, Казахстан	\$137 538	\$12,42
	Попутный газ и природный газ, Казахстан	\$214 019	\$19,21
ВСЕГО ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ ПЛЮС ВОЗМОЖНЫЕ	Светлая нефть и нефть средней плотности, Казахстан	\$292 871	\$13,89
	Попутный газ и природный газ, Казахстан	\$298 480	\$18,47

Примечания

- (1) См. предположения о ценообразовании в таблице «Данные о ценообразовании и предположения об инфляции» ниже.
- (2) Возможные – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных. Вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подтвержденных, вероятных и возможных запасов, составляет 10%.
- (3) \$/барр. для светлой нефти и нефти средней плотности;\$/куб. ф. за попутный и природный газ.

**Данные о ценообразовании и предположения об инфляции
на 31 декабря 2015 г.
Прогнозные цены и издержки ⁽¹⁾⁽²⁾**

КАЗАХСТАН

	Нефть			Природный газ			Инфляция (% в год)
	Цена сырой нефти Brent (\$/барр.)	Цена экспортной сырой нефти Аккулки (\$/барр.)	Цена сырой нефти Аккулки, внутренние продажи (\$/барр.)	Цена газа Кызылоя, внутренние продажи (\$/тыс. куб. ф.)	Цена газа Аккулки, внутренние продажи (\$/тыс. куб. ф.)	Цена газа на экспорт (\$/тыс. куб. ф.)	
В прошлом							
2015	\$52,32	\$39,68	\$33,00	\$1,75	\$1,75	нет	нет
Прогноз							
2016	\$40,90	\$28,26	\$8,94	\$1,65	\$1,65	\$4,11	1,50%
2017	\$45,51	\$32,87	\$12,48	\$1,65	\$1,65	\$4,77	1,50%
2018	\$70,00	\$57,36	\$18,56	\$1,92	\$1,92	\$7,42	1,50%
2019	\$80,00	\$67,36	\$20,38	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2020	\$81,20	\$68,56	\$20,59	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2021	\$82,42	\$69,78	\$20,81	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2022	\$83,65	\$71,01	\$21,03	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2023	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2024	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2025	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2026	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2027	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2028	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2029	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2030	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2031	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2032	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2033	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
2034	\$84,91	\$72,27	\$21,25	\$2,98	\$2,98	\$7,42	1,50%
После	\$84,91	\$72,27	\$21,25	нет	нет	нет	нет

Примечание

- (1) Gustavson рассчитала не контрактную цену газа для своего Оценочного отчета на основе данных по продажам газа на центральноазиатском и европейском рынках.
- (2) Ожидаемая в 2016 году цена внутренней продажи природного газа с месторождений Кызылой и Аккулка (после комиссии маркетингового агента уплаты), согласно данным Tethys. данные не окончательные на дату подготовки отчета.

Сверка запасов

Казахстан

В приведенной ниже таблице представлена сверка данных Tethys по валовым подтвержденным, вероятным и по валом плюс вероятным запасам по состоянию на 31 декабря 2015 г. в сравнении с данными по таким запасам на 31 декабря 2014 г. исходя из прогнозных цен и предположений об издержках.

Факторы	Светлая нефть и нефть средней плотности			Попутный и природный газ		
	Валовые подтвержденные (тыс. бар.)	Валовые вероятные (тыс. бар.)	Валовые подтвержденные плюс вероятные (тыс. бар.)	Валовые подтвержденные (млрд куб. ф.)	Валовые вероятные (млрд куб. ф.)	Валовые подтвержденные плюс вероятные (млрд куб. ф.)
31 декабря 2014 г.	6 557	5 804	12 361	60,4	27,9	88,3
Продление и улучшение добычи	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Технические изменения	-375	-373	-748	-10,1	4,5	-5,6
Открытые запасы	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Приобретения	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Диспозиции	0	0	0	0,0	0,0	0,0
Экономические факторы	353	-169	184	-0,2	0,8	0,6
Добыча	-572	-0	-572	-6,8	-0,0	-6,8
31 декабря 2015 г.	5 963	5 262	11 224	43,3	33,2	76,5

Дополнительная информация, связанная с данными по запасам

Неразрабатываемые запасы

В таблицах ниже указан объем подтвержденных и вероятных неразрабатываемых запасов по состоянию на указанные даты. Ссылки на «Впервые приписанные» означают подтвержденные или вероятные неразрабатываемые запасы на самую раннюю дату соответствующего года, когда такие неразрабатываемые запасы были впервые отнесены к Компании. Неразрабатываемые запасы – это запасы, которые, как ожидается, будут извлечены из известных залежей, при этом потребуются значительные затраты, чтобы добыча стала возможной.

КАЗАХСТАН

Подтвержденные разрабатываемые	Попутный и природный газ ⁽¹⁾		Светлая нефть и нефть средней плотности	
	Впервые приписанные (млрд куб. ф.)	Всего на конец года (млрд куб. ф.)	Впервые приписанные (тыс. барр.)	Всего на конец года (тыс. барр.)
Ранее	16,3	1,1	1 509	1 509
2012	2,5	18,0	646	3 492
2013	2,8	20,8	464	3 956
2014	-	19,4	119	4 075
2015	-	18,5	115	4 190
Подтвержденные неразрабатываемые	Впервые приписанные (млрд куб. ф.)	Всего на конец года (млрд куб. ф.)	Впервые приписанные (тыс. барр.)	Всего на конец года (тыс. барр.)
Ранее	14,6	7,0	4 975	4 975
2012	-	11,0	-	5 593
2013	3,8	14,8	-	5 579
2014	4,3	19,1	-	4 710

Примечание

(1) Исходя из прогнозных цен и оценки затрат, произведенной Gustavson и отраженной в Оценочном отчете Gustavson.

Что касается неразрабатываемых запасов Компании в Казахстане, то Компания в данное время дорабатывает свои планы по разработке ее подтвержденных неразрабатываемых запасов и вероятных неразрабатываемых запасов. По сланцевому газу Компания планирует продолжать разработку в 2016 году и далее. Что касается запасов нефти, полная программа разработки месторождений будет дорабатываться в течение ближайших 12 месяцев исходя из эффективности существующих скважин и в зависимости от финансирования и ценообразования.

Важные факторы и неопределенность

Казахстан

При подсчете объема подтвержденных запасов возникает множество факторов неопределенности, включая многочисленные неподконтрольные Компании. Данные по запасам, содержащиеся в настоящем отчете, представляют собой только расчеты. В целом расчеты по экономически извлекаемым запасам газа и будущему вытекающему из них чистому потоку денежных средств основаны на ряде переменных факторов и предположений, в том числе – на тестовой добыче из активов, предполагаемое влияние регулирования со стороны государственных органов и будущих операционных расходов, и все эти показатели могут значительно отличаться от фактических. Фактические объемы добычи, доходы, налоги, затраты Компании на разработку и добычу запасов будут отличаться от расчетных, и отличия могут оказаться существенными.

Расчеты по запасам, которые могут разрабатываться и добываться в будущем, часто основаны на волюметрических вычислениях и на аналогиях со схожими видами запасов, нежели на фактических данных по добыче в прошлом. Расчеты по таким методам в целом менее достоверны, чем основанные на исторических показателях добычи. Последующая оценка тех же запасов на основе фактических данных прошлых лет будет отличаться и, возможно, существенно.

В соответствии с политикой и законодательством Канады, касающихся открытости информации о ценных бумагах, Компания использовала прогнозные цены и издержки при подсчете объемов запасов, представленных в данном отчете. На фактический будущий чистый поток денежных средств повлияют и другие факторы, такие как фактический уровень добычи, спрос на газ и его предложение, сокращение или рост потребления газа, изменения в государственном регулировании и налогообложении, курс валют, влияние инфляции на расходы. TAG на сегодняшний день осуществляет только внутренние продажи газа с месторождений Аккулка и Кызылой, но может и экспортировать его. См. раздел «*Описание деятельности – Маркетинг*».

Будущие расходы на разработку

В таблице далее представлены результаты расчета будущих капиталовложений в разработку на основе Отчета по запасам Gustavson. Предполагается, что будущие затраты на разработку будут покрываться за счет внутренних поступлений денежных средств от добычи и/или посредством финансирования в обмен на ценные бумаги или выпуска долговых обязательств. Будущие расходы на разработку связаны с запасами, представленными в Отчете по запасам Gustavson и могут не отражать полную смету Компании на разведку и разработку.

Год	Расчет общих подтвержденных по прогнозным ценам и издержкам (млн \$)	Расчет общих подтвержденных плюс вероятные по прогнозным ценам и издержкам (млн \$)	Расчет общих подтвержденных плюс вероятные плюс возможные по прогнозным ценам и издержкам (млн \$)
КАЗАХСТАН			
2016	3,3	3,3	3,4
2017	14,6	16,5	13,5
2018	20,8	41,7	55,4
2019	6,8	10,1	13,0
2020	1,0	1,2	1,3

После	3,4	7,2	13,0
Итого за все годы (без скидки) ⁽¹⁾	49,9	80,0	99,6

Примечание

- (1) Все данные содержат CAPEX на 2016 г.
(2) Возможные – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых ниже, чем у вероятных. Вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подтвержденных, вероятных и возможных запасов, составляет 10%.

Прочая информация о нефти и газе

Нефтегазовые активы

Казахстан

Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу предусматривает определенные требования по отказу от прав на разработку. См. раздел «Описание деятельности – Казахстан – Блок «Кул-Бас» и Контракт «Кул-Баса» на разведку и разработку.

Нефтяные и газовые скважины

В таблице далее указано количество добывающих и недобывающих скважин, в которых есть доля участия Компании по состоянию на 31 декабря 2015 г. Количество скважин нетто соответствует количеству скважин брутто, поскольку Компания представлена 100-процентным действительным участием в каждой из них при условии распределения доходов и уплаты роялти согласно соответствующим контрактам.

	Природный газ			
	Добывающие		Недобывающие ⁽¹⁾	
	Брутто	Нетто	Брутто	Нетто
<i>Казахстан</i>				
Газовое месторождение Кызылой	8	8	4	4
Газовое месторождение Аккулка	6	6	3	3
Итого	14	14	7	7

Примечание:

- (1) Недобывающими считаются скважины, на которых не ведут, но можно вести добычу. Из семи скважин, на которых по состоянию на 31 декабря 2015 г. добыча не велась, две временно закупорены, а для пяти требуется прокладка трубопровода и/или капремонт.

	Сырая нефть – светлая и средней плотности			
	Добывающие		Недобывающие ⁽²⁾	
	Брутто	Нетто	Брутто	Нетто
<i>Казахстан</i>				
Блок «Аккулка» (Дорис / Дион)	1	1	3	3
Итого	1	1	3	3

Примечание:

- (2) Недобывающими считаются скважины, на которых не ведут, но можно вести добычу. Две скважины – АКД05 и АКД06 – временно закупорены, третья недобывающая – АКД03 – закрыта с 2011 года. Для добычи на последней требуется капремонт, а добываемую на ней нефть сначала придется доставлять автотранспортом. Вероятнее всего, будет проложен 10-километровый трубопровод, который соединит объекты Дорис с северо-востоком; соответствующие работы включены в отчет о запасах.

Активы без закрепленных запасов

Принадлежащие Компании неразрабатываемые участки состоят из территории Контракта «Кул-Баса» на разведку и добычу в Казахстане и площади Бохтарского КРП в Таджикистане, а также грузинского КРП в Грузии. В таблице ниже указаны неразрабатываемые участки Компании в Казахстане, Таджикистане и Грузии по состоянию на 31 декабря 2015 г. по форме брутто и нетто, после вступления в силу долей владения третьих лиц. Во всех трех республиках в настоящее время главные технические факторы риска связаны с открытием коммерчески жизнеспособных объемов запасов углеводородов и требуют значительных вложений в разведку, в основном в сейсморазведку и/или бурение. Во всех трех странах есть и проложенные, и запланированные региональные трубопроводы, а также пункты доставки нефти. Степень коммерческой жизнеспособности зависит от ряда различных переменных в разных странах, включая соотношение долей государства и инвестора, близость к инфраструктуре, глубину и характер горизонта, дебит скважин.

Территория	Аккры брутто	Аккры нетто
Казахстан – Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу ⁽¹⁾	1 885 867	1 885 867
Таджикистан – Бохтарский КРП ⁽²⁾	8 891 688	2 519 015
Грузия - блоки XI ^A , XI ^M , XI ^{N(3)}	331 682	162 524

Примечание:

- (1) Общая сумма согласованных рабочих программ на годы с 2013 по 2015 составляет 14 904 300 долларов США, что включает обязательство на 2015 года в размере 9 441 100 долларов США. Обязательства на срок до 31 декабря 2015 г. выполнены не были, Компания подала заявку на пересмотр плана выполнения оставшихся обязательств. В 4-м квартале 2014 года был пересмотрен график обязательств по рабочей программе до 11 ноября 2015 г. на общую сумму 8 855 000 долларов США, которые включают до двух скважин, но и эти обязательства выполнены не были. В настоящее время Компания согласовывает продление оценки до 11 ноября 2017 г.
- (2) Компания владеет прямой долей в 28,33% (доля в 33,33% участия через дочернюю компанию, принадлежащую ей на 85%) в Vokhtar Operating Company BV, у партнеров Total и CNPC – по 33,33%.
- (3) С Правительством Грузии согласованы рабочие программы, которые обязывают Компанию до 1 июля 2017 г. провести сейсморазведку не менее чем на 50 км на блоке XI^N примерной стоимостью 1 млн долларов США. Компании принадлежит доля в 49% в трех блоках на востоке Грузии.

Форвардные контракты

Казахстан

По состоянию на 31 декабря 2015 г. не было ни одного подписанного контракта на поставку газа. 24 марта 2016 г. TAG и ИЦА заключили такой контракт на 2016 год, как указано в разделе «*Описание деятельности – Казахстан – Добыча и продажа газа*».

Расходы на ликвидацию скважин и восстановление площади

Компания рассчитывает расходы на ликвидацию скважин и восстановление земель по каждой площади с учетом затрат, связанных с рекультивацией, выводом из эксплуатации, ликвидацией и восстановлением, а также остаточной стоимости имеющегося оборудования. Эти расходы корректируются так, чтобы отразить прямое доленое участие, и дисконтируются по времени в соответствии NI51-101.

Казахстан

Компания в настоящее время несет ответственность за расходы, связанные с ликвидацией скважин и восстановлением земель, работой с объектами и трубопроводами, которые она может использовать для добычи углеводородов. Ликвидацию таких объектов и восстановление земель, а также связанные с этим расходы часто называют выводом из эксплуатации. Компания отчисляет 1% своих общих годовых инвестиций в ликвидационный фонд, из которого должны затем оплачиваться расходы на вывод из эксплуатации. Расходы на ликвидацию и восстановление были рассчитаны по всем законным обязательствам, связанным со списанием старых материальных активов, таких как скважины, здания и сооружения, по рыночной цене или согласно полной информации, если рыночные цены отсутствовали. Обязательство по списанию актива учтено по справедливой

стоимости и с учетом расходов на прирост, признанных за время эксплуатации имущества и увеличивающих ответственность до ожидаемой зачетной цены актива. Если справедливая стоимость рассчитываемого обязательства по списанию актива меняется, корректировки вносятся и в обязательство по списанию, и в расходы на списание. Обязательства по списанию активов Компании состоят из затрат, связанных с запечатыванием скважин, выводом объектов и оборудования и восстановлением земли на участке нефтегазодобычи. Согласно расчетам Компании, эти расходы составляют 15 тыс. долларов на скважину как для глубоких скважин, так и для добывающих мелкозалегающий газ. Каждый год к обязательствам по списанию активов добавляют расходы на прирост. Расходы на прирост рассчитываются каждый год путем умножения остатка учтенных обязательств на процент скидки Компании, скорректированный по кредиту, и представляют собой обычную амортизацию текущей скидки со стоимости, связанной с первоначальным учетом обязательств по списанию актива.

Компания записала оговорку по расходам на ликвидацию и восстановление, за вычетом остаточной стоимости, для аренды площади, для скважин, объектов и трубопроводов со скидкой в 7,4% в размере 966 000 долларов США или 1 797 000 долларов без скидки. Ожидается, что две скважины на Кул-Басе и одна на Аккулке будут рекультивированы в конце сроков текущих контрактов, а все остальные – к концу 2029 года.

Таджикистан

Описываемое далее зависит от решения проблемы невыполнения обязательств, описанной в разделе «*Описание деятельности – Таджикистан – Невыполнение обязательств в Таджикистане*».

По состоянию на 31 декабря 2015 года у Компании не было скважин на Бохтарской контрактной площади, в отношении которых ожидалось расходы на ликвидацию и восстановление. Скважины, в которых Компания имела долю до вывода доли участия в июне 2013 года, были либо возвращены Правительству Таджикистана (со всеми обязательствами, т. е. по Бештентаку), либо запечатаны и ликвидированы в 3-м квартале 2013 года, при этом расходы Tethys были частью вознаграждения за управление инвестициями.

Компания будет отвечать за свою долю остающихся обязательств по охране окружающей среды и за конечное восстановление земель, принадлежащих ей после ликвидации. Остающиеся обязательства по охране окружающей среды, как предполагается, будут оплачиваться из выручки от деятельности Компании.

Согласно Бохтарскому КРП, любой план разработки в Таджикистане должен также включать программу ликвидации и восстановления участка и предусматривать финансирование для нее. Все средства, собираемые в соответствии с порядком финансирования, должны направляться на восстановление участка и ликвидацию и зачисляться на специальный счет под проценты. Сначала это должна была делать KPL, а после выхода Сторон Бохтарского подрячика или назначенных ими лиц. Ответственность Сторон Бохтарского подрячика за ухудшение экологической обстановки, обязательства по восстановлению участка и ликвидации скважин, а также за любую другую фактическую и возможную деятельность, затрагивающую экологическую обстановку на разрабатываемой площади, ограничивается обязательством зачислить необходимую сумму на утвержденный счет. Кроме этого, любая возвращаемая площадь должна быть приведена в то же состояние, в каком она была до передачи KPL и другим сторонам подрячика (особенно в плане плодородности почвы, качества земли и состояния окружающей среды). Все расходы, понесенные при ликвидации и восстановлении участка, подлежат возврату (см. «*Описание деятельности – Таджикистан*»).

Грузия

Все три грузинских КРП требуют формировать ликвидационный резервный фонд для оплаты расходов по будущей ликвидации и восстановлению участков. Размер фонда должен зависеть от примерных расходов подрячика на ликвидацию и восстановление участков, определенных в соответствии с международной практикой нефтегазовой отрасли, и утверждаться Координационным комитетом проекта «Иберия». По состоянию на 31 декабря 2015 г. скважин пробурено не было, объекты не возводились, следовательно, формирование фонда в 2015 году было необязательным.

Налоговый горизонт

Казахстан

Налогообложение деятельности Компании по разработке недр в Казахстане главным образом состоит из корпоративного подоходного налога, налога на сверхприбыль, НДС и налога на имущество.

Износ капитального оборудования и скважин исчисляется по различным ставкам, а корпоративный подоходный налог применяется к облагаемому доходу по ставке 20%. К Компании все еще есть налоговые убытки, которые переносятся на будущие периоды, а выплаты корпоративного подоходного налога не ожидаются до 2017 года.

Налогом на сверхприбыль облагается доход после вычета корпоративного подоходного налога, он исчисляется по скользящей ставке от 0 до 60% дохода, превышающего облагаемую базу.

На данный момент никакого налога на сверхприбыль не начислено.

НДПИ варьируется от 0,5 до 1,5% от объема продаж добытого природного газа на внутреннем рынке и применяется по ставке 10% к экспортным поставкам природного газа. В настоящее время газ с месторождений Кызылой и Аккулка реализуется на внутреннем рынке, и потому его продажи облагаются по ставке 0,5%.

Ставка НДПИ зависит не только от объемов добычи, но и от типа продаж. Внутренние продажи облагаются по ставке, вдвое меньше экспортной. Кроме этого, облагаемая база по объему внутренних продаж привязана не к рыночной цене на нефть, а к внутренней. Для местной продажи, когда нефть продают третьим лицам для переработки/толлинга, чем и занимается Компания, НДПИ исчисляется по расходам на добычу, включая износ плюс 20%. Исходя из этого Компания ожидает, что ставка НДПИ на ее внутренние продажи в 2015 году составит примерно 3% от стоимости добытой нефти.

Имущественным налогом облагается определенное недвижимое имущество по ставке 1,5%.

Таджикистан

Согласно Бохтарскому КРП, доля Правительства Таджикистана в нефтедобыче включает все налоги, сборы и пошлины, которые подлежали бы уплате в ином случае (см. описание положений Бохтарского КРП о разделении дохода в разделе «*Описание деятельности – Таджикистан – Бохтарский КРП – Потенциал по разведке и оценке*»). Соответственно Компания не ожидает требований по уплате дополнительного подоходного налога на какой-либо чистый доход, полученный в Таджикистане в рамках Бохтарского КРП.

Грузия

Компания обязана платить налог на прибыль (как указано в разделе XIII главы 5 Налогового кодекса Грузии) по ставке, действовавшей на дату вступления в силу грузинских КРП, т. е. 15%. Компания освобождена от уплаты НДС. Поскольку в настоящее время добыча в рамках грузинских КРП не ведется, налоги тоже не начисляются.

Понесенные расходы

В таблице ниже обобщены капитальные вложения, связанные с деятельностью Компании в году, окончившемся 31 декабря 2015 г.

Стоимость приобретения имущества	За год, окончившийся 31 декабря 2015 г.			
	Казахстан	Таджикистан	Грузия	Всего
Подтвержденное имущество	-	-	-	-
Неподтвержденное имущество	-	-	-	-
Затраты на разведку	365	9 100	908	10 373
Затраты на разработку	3 051	-	-	3 051
Итого⁽¹⁾	3 416	9 100	908	13 424

Примечание

(1) Не включая расходы, связанные с приобретением буровых установок и вспомогательного оборудования.

Деятельность по разведке и разработке

В таблице ниже обобщены данные по разведочным и разрабатывающим скважинам (брутто и нетто) в Казахстане, в которых у Компании были доли в году, окончившемся 31 декабря 2015 г.

<i>Разведочные скважины</i>	Брутто	Нетто
Природный газ	0	0
Нефть	0	0
Вспомогательные	0	0
Сухие скважины	0	0
Итого разведочных скважин	0	0
<i>Разрабатывающие скважины</i>		
Природный газ	2	2
Нефть	1	1
Вспомогательные	0	0
Сухие скважины	0	0
Итого разрабатывающих скважин	3	3

В Казахстане были расконсервированы две скважины – АКК14 и АКК05, и на них начата добыча мелкозалегающего газа. Нефтяную скважину АКД05 расконсервировали, чтобы заменить внутрискважинный насос. Новых нефтяных или газовых разрабатывающих скважин в указанный период пробурено не было. См. описание планов Компании по разведке и разработке в разделе «Описание деятельности».

Расчеты по добыче

В таблице ниже представлены расчеты по добыче, которую вела Tethys в 2016 году, по типу продукции. Расчеты связаны с расчетами будущего дохода, представленными в Отчете о запасах Gustavson.

	Природный газ (млрд куб. ф.)	Сырая нефть (тыс. барр.)
Казахстан		
Валовые подтвержденные	5,81	528,4
Валовые подтвержденные плюс вероятные	6,39	667,9

В таблице далее представлен объем добычи, подсчитанный в Отчете о запасах Gustavson для газовых месторождений Кызылой и Аккулка и для месторождения глубокозалегающей нефти Аккулка в Казахстане. На этих месторождениях ведется 100% добычи, расчеты по которой представлены в таблице выше, за год, оканчивающийся 31 декабря 2016 г.

Категория запасов	Природный газ (млрд куб. ф.)	Сырая нефть – светлая и средней плотности (тыс. барр.)
<i>Кызылой (Казахстан)</i>		
Валовые подтвержденные	3,03	-
Валовые подтвержденные плюс вероятные	3,15	-
<i>Аккулка (Казахстан)</i>		
Валовые подтвержденные	2,73	-
Валовые подтвержденные плюс вероятные	3,17	-
<i>Аккулка – глубокозалегающая нефть (Казахстан)</i>		
Валовые подтвержденные	0,05	528,4
Валовые подтвержденные плюс вероятные	0,07	667,9

История добычи

В таблице ниже показаны средние суточные объемы добычи Компании на продажу до вычета роялти в пользу других по основному добывающему региону, за каждый из последних четырех финансовых кварталов и за год, окончившийся 31 декабря 2015 г.

Казахстан

2015 год ⁽¹⁾⁽²⁾	Природный газ (тыс. куб. м/сутки)	Сырая нефть – светлая и средней плотности (барр./сутки)
Суточный объем добычи (валовые тыс. куб. м/сутки для природного газа и барр./сутки для нефти)		
■ год до 31 декабря 2015 г.	523	1 568
■ квартал до 31 марта 2015 г.	539	1 195
■ квартал до 30 июня 2015 г.	552	1 954
■ квартал до 30 сентября 2015 г.	530	1 702
■ квартал до 31 декабря 2015 г.	470	1 416
Полученные цены ⁽³⁾	\$31,88 / тыс. куб. м	\$12,02 / барр.
Уплаченные роялти	-	-
Расходы на добычу ⁽³⁾	\$21,87 / тыс. куб. м	\$10,06 / барр.
Чистая выручка ⁽³⁾	\$10,01 / тыс. куб. м	\$1,96 / барр.

Примечание

- (1) Кызылой и Аккулка были единственными газовыми месторождениями в Казахстане, на которых Компания вела добычу в 2015 году, при этом небольшое количество газа сжигалось на факелах на нефтяном месторождении Дорис в рамках Плана пилотной добычи.
- (2) Средний годовой объем с учетом полного года в 365 дней.
- (3) За вычетом НДС и комиссии за маркетинг (для газа).

Объем добычи по месторождениям

В таблице далее показаны общие объемы добычи Компании на продажу за год, окончившийся 31 декабря 2015 г., на каждом важном месторождении (до вычета налогов, роялти и доли Правительства, если не указано иное).

2015 год	Природный газ (тыс. куб. м)	Сырая нефть – светлая и средней плотности (барр.)	Баррелей в нефтяном эквиваленте (бнэ)	Бнэс
Газовое – Кызылой (Казахстан)	53 487	-	314 789	862
Газовое – Аккулка (Казахстан)	137 312	-	808 132	2 214
Нефтяное – Дорис ⁽¹⁾ (Казахстан)	-	572 164	572 164	1 568
Итого ⁽²⁾	190 799	572 164	1 695 085	4 644

Примечание

- (1) Бнэс рассчитывается по количеству дней в году, включая дни, в которые добыча не велась, за вычетом небольшого объема газа, используемого для выработки мощности, и небольшого объема, сжигаемого на факелах на нефтяном месторождении Дорис.
- (2) Средний объем добычи нефти и газа в сутки за четвертый квартал 2015 года составил 4 182 бнэс.

ФАКТОРЫ РИСКА

Инвестиции в простые акции относятся к спекулятивным и предполагают высокий риск, который следует учитывать потенциальным инвесторам. Инвестор должен тщательно рассматривать указанные далее факторы риска помимо другой информации, содержащейся в данном Годовом информационном отчете, прежде чем покупать простые акции. Риски и неопределенность, о которых говорится далее, - не единственные, с которыми сталкивается Компания. Представленная далее информация – лишь обобщение некоторых факторов риска. Она дается полностью со ссылкой на детали, встречающиеся по всему Годовому информационному отчету, в привязке к которым и следует знакомиться с такой информацией. Кроме этого, есть и другие риски и неопределенности, о которых Компании в данный момент неизвестно или которые она пока считает незначительными, но и они способны навредить деятельности Компании и вызвать падение цены простых акций. Если какой-либо из описанных далее рисков реализуется, деятельности Компании может быть нанесен ущерб, от чего серьезно пострадают ее финансовое состояние и результаты деятельности. В таком случае цена сделки с простыми акциями может снизиться, а инвестор – потерять все свои вложения или их часть. См. также Анализ руководства за год, окончившийся 31 декабря 2015 г. («Анализ руководства за 2015 год» Компании) в материалах SEDAR на сайте www.sedar.com, где рассказывается о рисках, касающихся финансовой эффективности Компании. В данном отчете указаны конкретные риски, о которых сказано в Анализе руководства Компании за 2015 год.

Риски, связанные с Компанией и ее деятельностью

Сделки с нефтью

Компания зависит от завершения корпоративной сделки, которая позволит ей финансировать свою деятельность посредством рекапитализации Компании. См. также раздел «*Описание деятельности – Корпоративная сделка*». Сделка Olisol зависит от ряда условий, указанных в документах о сделке, таких как:

- одобрение акционеров;
- разрешение Фондовой биржи Торонто на сделку и торговлю акциями;
- одобрение Министерства энергетики Казахстана;
- одобрение Казахстанской фондовой биржи;
- разрешение Национального банка Казахстана.

Один из элементов Соглашения об изменениях в финансировании, заявленного 2 марта 2016 г., предполагает, что Tethys Aral Gas LLP обеспечит кредит в размере 10 млн долларов США в казахстанском банке, подходящем для Tethys, при содействии Olisol. Это важная часть более обширной сделки, при этом нет гарантии, что Tethys Aral Gas LLP удастся обеспечить кредит. При нынешнем финансовом положении Компании и с учетом сложностей для нефтегазовых компаний на рынке Казахстана и мировом рынке кредиторы будут действовать осмотрительно, принимая решение о займе. Если в казахстанском банке обеспечить кредит не удастся, нет гарантии, что можно будет осуществить всю сделку Olisol.

В Соглашении об изменениях в финансировании не предусмотрена конкретная цена для размещения 181 240 793 акций, конверсии 1 млн долларов Промежуточного финансирования или конверсии сумм, предоставленных в рамках обязательства Olisol обеспечить поддержку оборотным капиталом для Компании. В настоящее время Компания не может выпускать акции по цене ниже 0,10 доллара за штуку, поскольку это номинальная цена Компании, но если ситуация изменится после разрешения акционеров на такой выпуск, то в данный момент неизвестно, сколько в итоге акций Tethys будет у Olisol или какой капитал будет предоставлен на финансирование деятельности, а следовательно – сможет ли Компания продолжать работать на постоянной основе.

Кроме этого, сделка с Olisol несет высокий риск для другой стороны. Olisol не выполнила свои первоначальные обязательства, и теперь ей необходимо заново обсуждать значимые условия. Нет гарантии, что они смогут соблюдать действующие договоренности между Olisol и Tethys или что сделку с Olisol удастся завершить до исчерпания имеющегося у Компании оборотного капитала. Это зависит от ряда факторов, включая способность

Olisol соблюдать свои обязательства по предоставлению оборотного капитала по Соглашению об изменениях от 2 февраля 2016 г. Несколько крупных кредиторов Компании уже требовали возможного объявления невыполнения обязательств по их кредитам. Хотя пока Компания оспаривает любые заявления о невыполнении обязательств, нет гарантии, что действия кредиторов не помешают Компании завершить сделку с Olisol.

Конкуренция

В нефтегазовой отрасли существует жесткая конкуренция, особенно в приобретении перспективных нефтеносных участков и запасов нефти и газа. Конкурентоспособность Компании зависит от имеющихся у нее специальных геологических, геофизических и инженерных знаний, финансовых ресурсов, способности развивать имеющиеся активы, умения выбирать, приобретать и разрабатывать подтвержденные запасы. Компания ведет конкурентную борьбу с большим числом других компаний, обладающих большим числом технических специалистов, более крупными финансовыми и рабочими ресурсами. Многие из них занимаются не только приобретением, разведкой, разработкой и добычей запасов нефти и газа, но переработкой нефти и продажей готовых нефтепродуктов. Кроме этого, Компания конкурирует с крупными и независимыми нефтегазовыми компаниями и игроками из других отраслей, поставляющими энергию и топливо, в производстве и продаже нефти и газа транспортным компаниям, дистрибьюторам и конечным пользователям, включая промышленных, коммерческих и индивидуальных потребителей. Также компания ведет конкурентную борьбу с другими нефтегазовыми компаниями за буровые установки и другую технику, необходимую для бурения и подготовки скважин к эксплуатации. Такую технику поставляют время от времени небольшими партиями, как и оборудование и прочие материалы для строительства объектов для добычи и транспортировки. И наконец, компании, не инвестировавшие ранее в нефть и газ, приобретают запасы, чтобы они всегда были у них в наличии или просто в качестве объекта инвестирования. Такие фирмы – тоже в числе конкурентов Компании.

Замещающие источники энергии

Как и любая другая продукция, нефтегазовая продукция Компании может быть замещена. Альтернативные источники энергии, как то возобновляемые источники электроэнергии (к примеру, энергия ветра и воды), ядерная энергия, сжиженный природный газ, биотопливо или биомасса, другие альтернативные виды энергии, используемые в транспорте, для отопления и выработки электричества, являются источниками энергии, конкурирующими с продукцией Компании. Если цены на эти виды энергии упадут и/или цены на продукцию Компании резко подскочат, продукция Компании столкнется с замещением, поскольку экономические игроки ищут дешевую энергию. В настоящее время Компания производит недорогие виды энергии – добывает нефть и газ на суше. Но нет гарантии, что продукция Компании останется конкурентоспособной на рынке в будущем в условиях развития технологий, государственного регулирования, в силу экономических причин, из-за налогов и других пока непредсказуемых сценариев. Плюс ко всему постоянные призывы мирового сообщества к снижению потребления ископаемого топлива могут сказаться на нефтегазовых компаниях любого масштаба, действующих по всему миру, если придется сократить добычу и поставку или искать рынки сбыта своей продукции. Спрос на альтернативные источники энергии, особенно на возобновляемые, может затронуть добычу нефти и газа и продажу продукции Компанией, что в свою очередь будет иметь серьезные негативные последствия для ее деятельности, результатов и перспектив работы Компании.

Конкурентоспособность продукции

На конкурентоспособность и конечную коммерческую ценность приобретаемых и открываемых запасов нефти и газа влияет множество факторов, неподвластных Компании. К таким факторам относятся характеристики пластов, колебания на рынке, близость и пропускная способность нефте- и газопроводов и перерабатывающего оборудования, государственное регулирование. В настоящее время добываемый Компанией газ поступает в трансконтинентальную систему магистральных газопроводов, по которой он поставляется в Россию и Европу, а также, как рассчитывает Компания, будет поступать в Китай. Политические проблемы, ограничения пропускной способности систем, вопросы экспорта и возможная конкуренция с российскими поставщиками газа могут в будущем создать сложности с продажей продукции, особенно на экспорт. Деятельность нефтегазовых компаний (разведка, добыча, ценообразование, продажа, транспортировка) в значительной степени регулируется различными уровнями правительства, хотя ситуация с таким регулированием периодически меняется. Ограничение возможностей Компании по продаже ее продукции может иметь серьезные последствия для ее доходов и финансового положения.

Колебание товарно-сырьевых цен

Цены на нефть и газ нестабильны и поддаются колебаниям. Любое существенное снижение цены на нефть или природный газ может вызвать снижение чистого дохода Компании от добычи и ее общую стоимость, а также понижение верхних предельных значений.

Контракты Компании на поставку нефти в Казахстане поддаются влиянию колебаний цены, и добыча из некоторых скважин может стать невыгодной из-за низких цен, что в свою очередь может привести к сокращению объемов и стоимости запасов Компании. Компания также сама может отказаться от добычи из некоторых скважин по причине низких цен. Эти факторы могут вызвать существенное падение чистого дохода Компании от добычи и, как следствие, снижение активности в приобретении и разработке.

После 2016 года скачки цен на нефть и газ могут серьезно и отрицательно сказаться на деятельности Компании, на ее финансовом положении, результатах и перспективах работы, способности оставаться постоянно действующей. В частности, снижение цены продажи нефти, добытой в Казахстане, в конце 2014 года и до настоящего времени имело негативные последствия для результатов деятельности Компании. В странах, где Компания осуществляет свою деятельность, государство не контролирует цены на нефть и газ.

Хотя в Компании считают хорошими средне- и долгосрочные перспективы у цен на нефть и газ в регионе, недавние события, имевшие место в разных частях мира, продемонстрировали волатильность и неопределенность, присутствующие в нефтегазовой отрасли. Кроме этого, следует учитывать уровень добычи и другие факторы, такие как ОПЕК, закрытие нефтеперерабатывающих заводов, оборудование. Любые суждения о цене и спросе – субъективны, и потому существует много разных мнений о причинах последних изменений в ценах.

В течение 2015 года газ продавался по фиксированным ценам, по крайней мере, до конца года, а потому до конца 2015 года колебание мировых товарно-сырьевых цен не влияло на доход Компании от добычи газа в Казахстане, правда, он был подвержен риску, связанному с курсом валюты. Аналогичный контракт на поставку газа был подписан на 2016 год. Согласно ему, газ поставляется по фиксированной цене в казахстанском тенге, как указано в разделе «*Описание деятельности – Казахстан – Добыча и продажа газа*», поэтому риски, связанные с курсом валюты, сохраняются. См. также раздел «Уязвимость» в Анализе руководства за 2015 год.

Характер нефтегазового бизнеса

Инвестиции в Компанию следует рассматривать как рискованные в силу характера участия Компании в разведке, приобретении, разработке и добыче нефти и природного газа в Центральноазиатском и Каспийском регионах. Объем добычи на нефтяных и газовых участках в целом снижается по мере истощения запасов, скорость снижения зависит от характеристик пласта и плана разработки. Подтвержденные запасы Компании будут сокращаться по мере их извлечения из ее участков, если Компания не сможет приобретать или разрабатывать новые запасы. Бизнес, связанный с разведкой, разработкой и приобретением запасов, требует больших капиталовложений. Насколько будет сокращаться выручка от деятельности и иссякать внешние источники капитала, настолько будет падать способность Компании осуществлять необходимые капиталовложения для поддержания или расширения своей базы активов запасов нефти и газа. Кроме этого, нет уверенности в том, что, будущие работы Компании по разведке, разработке и приобретению обеспечат ей новые подтвержденные запасы или Компания сможет бурить добывающие скважины при приемлемых затратах, даже если ей удастся увеличить капиталовложения в развитие или приобретение дополнительных активов для пополнения своих запасов.

Издержки, связанные с бурением, подготовкой и эксплуатацией скважин, часто бывают неопределенными, и буровые работы могут сворачиваться, откладываться или отменяться в силу влияния различных факторов, включая непредвиденные условия бурения, давление или нарушения в формациях, неполадки и аварии оборудования, неблагоприятные погодные условия, несоблюдение государственных требований, нехватка или затянувшееся отсутствие буровых установок, поставки другого оборудования.

Зависимость от газопровода

Компания отчасти экономически зависит от газопровода, который пролегает от месторождений Кызыллой и Аккулка до дожимной компрессорной станции, построенной на 910-м км магистрального газопровода Бухара – Уралс, и дальше. Если что-то случится на этих трубопроводах, поступления от продажи газа (а это основной доход Компании на данный момент) прекратятся. Изначально газопровод Бухара – Уралс предназначался для транспортировки газа из Центральной Азии через Казахстан в российскую экспортную систему, а также на юг – до подземного хранилища Бозой. В октябре 2013 года был открыт трубопровод Бозой – Шымкент, и теперь по нему перегоняют газ с запада Казахстана в Шымкент. Трубопровод Бозой – Шымкент связан с газопроводом Казахстан – Китай. Когда два газопровода соединили, газ стал перекачиваться из Бозоя в направлении Шымкента, то есть появился альтернативный маршрут для поставок газа, добываемого Компанией. В настоящее время полагают, что Компания сможет воспользоваться этим трубопроводом для транспортировки газа в Китай, но гарантий, что это произойдет, нет.

Зависимость от нефтеперерабатывающих и транспортных объектов

30 января 2012 г. Компания объявила об официальном открытии АНТ – хранилища и погрузочного терминала для отправки своей нефти с месторождения Дорис. Снижение пропускной способности, задержка отправки автомобильным или железнодорожным транспортом или серьезные проблемы на АНТ могут отрицательно сказаться на нефтяные доходы Компании от Проекта по пилотной добыче.

Из-за избыточного предложения на местном рынке НПЗ могут работать на полной мощности, что в свою очередь может повлиять на объемы продажи нефти, так как НПЗ перестанут ее принимать. Это может сказаться на цене нефти, так как местный рынок будет перенасыщен ею.

Зависимость от ключевого персонала

Компания зависит от своих топ-менеджеров в управлении ее делами и работами. Уход любого из них может отрицательно сказываться на тех или иных работах Компании, пока не будет найден подходящий кандидат на замену.

На момент подготовки данного отчета Компания не практиковала страхование руководящих работников. Если Компания не сможет привлекать, удерживать и обучать ключевых сотрудников, ее деятельность, работа и перспективы могут серьезно пострадать.

Хеджирование

Компания может периодически заключать соглашения для установления фиксированных цен на добываемые ею нефть и природный газ, чтобы компенсировать риск потери дохода в случае снижения товарно-сырьевых цен. При этом, если товарно-сырьевые цены вырастут выше отметки, установленной в таких соглашениях, Компания от такого повышения не выиграет. Аналогичные риски могут затрагивать любые хеджинговые соглашения, заключаемые Компанией для установления обменного курса или фиксации процентных ставок по своей задолженности.

По состоянию на 31 декабря 2015 г. у Компании не было хеджинговых соглашений и контрактов.

Дочерняя компания Компании TAG заключила Контракт на поставку газа на 2016 год по фиксированной цене, как указано в разделе «*Описание деятельности – Казахстан – Добыча и продажа газа*».

Финансовые ресурсы

Поступающих от деятельности Компании средств до сих пор не было и в будущем может не быть достаточно для финансирования ее непрерывного функционирования и реализации бизнес-планов. Компания может периодически заключать сделки по приобретению активов или акций других компаний. Такие сделки наряду с постоянной деятельностью Компании могут частично или полностью финансироваться в долг, что может увеличивать ее задолженность выше стандартов отрасли и вести к повышению стоимости заимствований, сокращая доход Компании. В качестве альтернативы Компания может стараться обеспечить дополнительное финансирование путем выпуска акций, но при этом не может быть уверенности, особенно при нынешнем экономическом климате, что долговое или акционерное финансирование будет доступно, когда потребуется, или его хватит на то, чтобы покрыть потребности Компании. Или же, если долговое или акционерное финансирование будет доступно, неизвестно,

будут ли его условия приемлемы для Компании. Неспособность Компании получить необходимый капитал для своей деятельности может оказать существенное негативное влияние на ее финансовое положение, результаты деятельности, перспективы и способность оставаться постоянно действующей. См. описание финансового положения Компании в примечаниях 2 и 3 к прошедшей аудит Сводной финансовой отчетности на дату составления данного Годового информационного отчета.

Зарубежная деятельность

Зарубежная деятельность подвержена влиянию политической, экономической и прочей неопределенности, включая, помимо прочего, угрозы терроризма, революций, пограничных споров, экспроприации, пересмотра или изменения действующих контрактов, правил импорта, экспорта и транспортировки и связанных с ними тарифов, налоговой политики (в том числе повышение роялти и налогов, ретроактивные налоговые требования), регулирование обмена валюты, ограничения по допустимому уровню добычи, колебания курса валюты, трудовые споры и прочие неопределенности, возникающие в силу суверенитета других государств в отношении зарубежной деятельности Группы. Группа подвержена рискам, связанным с ее деятельностью и долями участия в предприятиях в Казахстане, Таджикистане и Грузии, в том числе – в связи с разведкой, разработкой, продажей, транспортировкой природного газа, с вопросами налогообложения, экологии и безопасности. Кроме этого, на деятельность Группы могут оказывать отрицательное влияние законы и политика Казахстана, Таджикистана, Грузии и других стран, в которых она может работать в будущем, и все это может сказаться на Компании.

В частности, Таджикистан граничит с Афганистаном, обстановка в котором сейчас нестабильная. Такие проблемы, связанные со стабильностью и безопасностью, могут вредить способности Группы получать необходимое оборудование и персонал. Помимо этого, внутренние и международные конфликты в регионе могут оказывать отрицательное влияние на настроение участников рынка в отношении энергетических компаний, работающих в Центральноазиатском и Каспийском регионах, а также на готовность кредиторов и новых инвесторов предоставлять Группе финансирование. В настоящее время Группа не находится под влиянием каких-либо ограничений на иностранные инвестиции в Казахстане, Таджикистане и Грузии.

Значительное влияние на регион могут оказывать правительство Российской Федерации и российские нефтегазовые компании. Российская политика и нормативная база могут серьезно влиять на рыночные цены на природный газ на нынешних рынках Компании. Кроме этого, действия, предпринимаемые российскими властями и компаниями, могут воздействовать на возможности Компании по поставке ее продукции на рынки, хотя это влияние смягчается за счет экспорта нефтепродуктов Группы на другие рынки и планов по запуску газопроводов из Центральной Азии в Китайскую Народную Республику. Действия российского правительства и конкурентов в России могут быть непредсказуемыми и непреодолимыми для Группы. Нет гарантии, что действия российских и других зарубежных субъектов, не нанесут существенный вред перспективам Компании и не скажутся на торговой цене простых акций.

Валютные и финансовые вопросы

Компания подвержена рискам, связанным с колебаниями обменного курса иностранных валют. Значительное изменение стоимости какой-либо из валют может привести к существенным отрицательным последствиям для потока денежных средств и будущей прибыли Компании. Компания подвержена риску, связанному с обменным курсом, в той степени, в которой ее баланс и операции выражены в иной валюте, кроме доллара США. Кроме этого, часть затрат в Казахстане, Таджикистане и Грузии Компания несет в местной валюте – тенге, сомони и лари соответственно. Компания старается договариваться об условиях стабилизации обменного курса в новых местных контрактах на поставку и услуги в Казахстане, стоимость которых выражена в тенге. В 3-м и 4-м кварталах 2015 г. Казахстан девальвировал свою валюту примерно до 270,4 и 339,47 тенге к доллару США соответственно. На 31 декабря 2014 г. курс был равен 182,35 тенге за доллар.

Основную часть своих денежных средств и их эквивалентов Компания хранит в долларах США, и также имеет и другие остатки, в основном в фунтах стерлингов и тенге, чтобы выполнять требования по оплате общих и административных платежных обязательств в этих валютах. Дополнительные детали можно найти в примечании 3 к Годовой сводной финансовой отчетности за 2015 год.

В настоящее время нет каких-либо значительных ограничений на вывоз капитала и распределение прибыли из Казахстана, Таджикистана и Грузии между зарубежными субъектами. Но при этом нет и уверенности в том, что

ограничения на вывоз капитала и распределение прибыли из Казахстана и Таджикистана не будут установлены в будущем. Более того, нельзя быть уверенным в том, что тенге, сомони или лари всегда можно будет обменивать на доллары США или что Компания переводить достаточный объем тенге, сомони или лари в доллары США или фунты стерлингов для выполнения своих обязательств в иностранной валюте.

Торговля простыми акциями за канадские доллары на Фондовой бирже Торонто и за фунты стерлингов – на Лондонской фондовой бирже, а соответственно колебание обменного курса между USD, CAD и GBP могут оказывать влияние на рыночную цену акций Компании на TSX и LSE.

Информацию о курсе тенге, сомони, лари и фунта стерлингов по отношению к доллару США можно найти в разделе «Валюта и обменный курс».

Вопросы политики и регулирования

В декабре 2013 года Компания решила, а 2 января 2014-го – объявила о своем решении уйти из Узбекистана и передать свои права по КУД в связи с изменением делового климата и политической обстановки. Такое решение Компании было главным образом вызвано проблемами, с которыми Tethys Production Uzbekistan (торговое наименование ВНCL – дочерней компании, принадлежащей Компании) столкнулась при получении распределения и оплаты за поставки сырой нефти на ферганский нефтеперерабатывающий завод. Узбекские власти потребовали доступа к определенным документам ВНCL. Хотя Компания не ожидает, что власти будут выдвигать претензии или обвинения против нее или ее дочерних компаний, она все же понесет расходы (и они могут быть значительными) в связи с уходом из Узбекистана и возможной оценкой затрат по итогам проверки ее записей узбекскими властями. Более того, из-за проблем Компании, связанных с ферганским НПЗ, она может не получить плату за нефть, поставленную на ферганский НПЗ ранее (примерно 1,6 млн долларов США), о чем было сказано в прошедшей аудиторской отчетности за 2014 год. Риски, связанные с политикой и регулированием, и другие аналогичные изучат Руководство, а затем – Комитет по стратегическим рискам Совета директоров, где обсуждаются и согласовываются стратегии и политика по смягчению рисков. Комитет по стратегическим рискам был распущен новым Советом директоров в ноябре 2014 г., работа по стратегическим рискам была закреплена за самим Советом директоров.

Нефтегазовая отрасль в целом зависит от масштабной государственной политики и нормативной базы, что предполагает дополнительные затраты и риски для участников отрасли. Вопросы экологии, связанные с методами работы, практикуемыми в нефтегазовой отрасли, могут оказывать все большее влияние на государственное регулирование и тенденции в потреблении, которые благоволят более чистым видам сжигаемого топлива, таким как природный газ. Компания не знает точно, сколько операционных и капитальных затрат потребуется в будущем для соблюдения усовершенствованных природоохранных правил. Кроме этого, на компанию влияет меняющееся и обширное налоговое законодательство, и последствия такого влияния предсказать невозможно. Кроме всего прочего, к Компании и TK SA предъявляются требования по отчетности, касающиеся вывода денежных средств для акционеров Компании, и эти требования необходимо выполнять, чтобы избежать санкций. Законодательные требования часто меняются и зависят от толкования, а Компания не может знать, сколько ей в итоге придется потратить на выполнение этих требований и то, как они скажутся на ее работе. Существующие законы и нормативно-правовые акты, с их нынешним и будущим толкованием, а также будущие законы и НПА могут меняться в дальнейшем и оказывать существенное отрицательное влияние на результаты деятельности и финансовое положение Компании.

Компания осуществляет деятельность по разведке и разработке в Казахстане, Таджикистане и Грузии, ранее работала и в Узбекистане. Для освоения своих участков Компания должна получать одобрение и разрешения от правительства. Учитывая эффективность работы в прошлые годы, Компания считает, что правительства Казахстана, Таджикистана и Грузии поддерживают разведку и освоение запасов нефти и газа этих стран зарубежными компаниями. Тем не менее, нельзя быть уверенным в том, что в будущем политическая обстановка в Казахстане, Таджикистане или Грузии не заставит власти этих стран изменить свою политику в отношении освоения и владения нефтью и газом, защиты окружающей среды и трудовых отношений. Это может повлиять на способность Компании вести разведку и освоение имеющихся и будущих участков, а также на ее возможности по привлечению капитала для финансирования этой деятельности. Отсрочки в получении одобрения и разрешений от властей, сертификатов об отсутствии возражений могут задерживать производство работ Компанией, сказываться на статусе ее

контрактных договоренностей и на способности выполнять договорные обязательства. Аналогичные риски возможны и в других странах, где Компания может работать в будущем.

Законодательство

Компания действует в соответствии с законодательством Каймановых островов, ее главные дочерние компании – в соответствии с законами Казахстана, Таджикистана, Бельгии, Кипра, Британских Виргинских Островов, штата Делавэр (США), Нидерландов, Грузии и Англии. Через свои дочерние компании Компания осуществляет деятельность непосредственно в Казахстане и косвенно – в Таджикистане и Грузии. Соответственно Компания подчиняется законодательству и нормативным требованиям ряда юрисдикций, предусматривающим самые разные требования для ее акционеров. У акционеров Компании не будет тех же прав, что и у акционеров корпорации, зарегистрированной в соответствии с федеральным законодательством Канады. Более того, в определенных обстоятельствах, Компания может потребовать от акционера отчуждения простых акций, если владение ими является нарушением законодательства или законных требований страны, или же если акционер не правомочен владеть простыми акциями и если такое владение, по мнению Совет директоров, создаст финансовые или налоговые проблемы для Компании или других ее акционеров.

Для разведки и освоения в Центральной Азии и на Кавказе могут потребоваться продолжительные переговоры с властями соответствующих стран, местными нефтегазовыми компаниями и третьими лицами. Нормативные акты зарубежных правительств могут поощрять или требовать присуждения контрактов на бурение местным подрядчикам или требовать от зарубежных подрядчиков нанимать граждан этих стран и производить закупки в пределах соответствующей юрисдикции. При возникновении споров, связанных с зарубежной деятельностью, судьба Компании может зависеть от исключительной компетенции зарубежных судов или она может столкнуться, что на действие законов Англии, Каймановых островов или Канады не распространяется на иностранных граждан, особенно на зарубежные министерства нефти и газа, национальные нефтегазовые компании.

Законодательство Казахстана, Таджикистана и Грузии может быть менее развитым в сравнении с законами стран с более развитой экономикой. Это может быть сопряжено со следующими рисками: (i) сложнее удовлетворить в судах этих стран свои требования в случае нарушения закона, правил или в споре относительно прав собственности; (ii) широкие полномочия государственных органов; (iii) отсутствие юридических и административных инструкций по толкованию применимых правил и НПА; (iv) несоответствия и противоречия в законах, правилах, приказах, постановлениях, решениях и между ними; (v) относительная неопытность судов в подобных вопросах. В некоторых странах может быть не совсем ясна приверженность местных предпринимателей, государственных должностных лиц, госорганов и судебной системы соблюдению законодательных требований и договорных обязательств, что может вызывать определенную озабоченность относительно действия лицензий и соглашений об осуществлении деятельности. Лицензии и соглашения могут пересматривать или отменять, а судебные меры в таких случаях могут быть неопределенными или откладываться. Также нельзя быть уверенным в том, что на совместные предприятия, лицензии, заявки на лицензии и прочие юридические документы и договоренности не окажут отрицательное влияние действия государственных органов и прочих, а действие и исполнение таких договоренностей в этих странах не гарантируются.

Отличие показателей добычи от указанных запасов

Оценка запасов Компании проведена в соответствии со стандартом NI 51-101. Оценка объемов запасов и денежных поступлений от них сопряжена с многочисленными факторами неопределенности, на многие из которых Компания не в состоянии повлиять. Данные о запасах, содержащиеся в настоящем Годовом информационном отчете, представляют собой только расчеты. Gustavson провела независимую оценку запасов на участках Компании и отразила полученные результаты в Отчете о запасах Gustavson. Отчет о запасах Gustavson содержит ряд предположений о таких факторах, как начальный дебит, уровень спада добычи, полное извлечение запасов, временные рамки и объемы капиталовложений, конкурентоспособность продукции, будущие цены на природный газ, расходы на добычу, роялти и другие сборы, которые правительство может устанавливать в течение срока добычи запасов. Эти предположения основаны на прогнозных показателях цен, используемых на дату подготовки соответствующей оценки, многие из таких предварительных заключений могут меняться, и Компания не может как-то повлиять на них. Фактические объемы добычи и поступления от нее могут отличаться от предварительной

оценки, причем существенно. Отчасти эти предположения основываются на условии, что мероприятия, которые будут реализованы в будущем, окажутся успешными. Запасы и примерные поступления от их добычи, представленные в оценке, будут уменьшаться в той степени, в которой планируемые мероприятия по эксплуатации не смогут достичь уровня успешности, который взят за основу при подготовке оценки.

Компания подвержена рискам, связанным с ее деятельностью в Казахстане, Таджикистане и Грузии, в том числе – с разработкой, добычей, продажей, транспортировкой природного газа, с вопросами налогообложения, экологии и безопасности. На Компанию могут сказаться изменения в политике государства, социальная нестабильность, другие события в политической и экономической жизни, на которые она не может повлиять. Это, помимо прочего, угроза экспроприации, терактов, войны, ограничений на обмен валюты и вывод капитала, изменений в политической обстановке, валютных колебаний, изменения государственной политики, в том числе в вопросах налогообложения.

Наличие оборудования и ограничения доступа

Деятельность по разведке и освоению запасов нефти и газа зависит от наличия бурового и сопутствующего оборудования в регионе, где осуществляется такая деятельность. Спрос на такую технику, имеющуюся в малом количестве, и ограничения на доступ к ней могут сказаться на ее наличии у Компании и привести к задержкам в разведке и разработке. Нет уверенности в том, что буровое и подготовительное оборудование, услуги и материалы будут в наличии в достаточном количестве, когда потребуется. Их нехватка может отсрочить запланированные Компанией мероприятия по разведке, разработке и продаже и серьезно навредить ее финансовому положению. В случае повышения спроса на квалифицированный буровой персонал и ставок оплаты его работы нефтегазовая отрасль может испытывать недостаток в специалистах, которые бы работали на буровых установках. Это может привести к задержкам в выполнении Компанией буровых работ и сказаться на ее финансовом положении. В той степени, в которой Компания сама не ведет работы на своих нефтегазоносных участках, она будет зависеть от эксплуатационных компаний в течение срока выполнения мероприятий на таких участках и едва сможет направлять и контролировать работу эксплуатационной компании.

Производственные риски и ограниченная страховка

Деятельность по разведке, освоению запасов и добыче нефти и газа сопряжена с рисками и опасностями, характерными для такого вида работ, в том числе с вероятностью возгораний, взрывов, разлива нефти. Каждое из этих происшествий может нанести значительный ущерб нефтяным скважинам, производственным объектам, другому имуществу и окружающей среде, а также привести к травмам, гибели людей, остановке работ. В силу характера своей деятельности Компания работает с легковоспламеняющимися, взрывчатыми и токсичными материалами, другими опасными объектами. Хотя компания принимает меры по обеспечению безопасности, безопасной эксплуатации и обслуживанию своих объектов, нельзя быть уверенным в том, что в период работы Компании не будет несчастных случаев на производстве. Серьезные производственные риски, а иногда и стихийные бедствия могут приводить к частичной остановке работы Компании, а вред, наносимый окружающей среде, может сказаться на ее финансовом положении. В соответствии с отраслевой практикой производства работ Компания не полностью застрахована от подобных рисков, при этом не от всех таких рисков предусмотрена страховка. Компания страхует ответственность в том объеме, которые сочтет достаточным и соответствующим отраслевой практике ведения работ, но характер этих рисков таков, что ответственность может превысить порог полиса, и в этом случае Компания понесет значительные издержки, которые серьезно скажутся на ее финансовом положении. Работа по добыче нефти и газа также сопряжена с такими типичными рисками, как угроза преждевременного истощения пласта, обводнение продуктивных горизонтов.

Сезонность и погодные факторы

На активность в нефтегазовой отрасли в Центральной Азии влияют сезонные и непредвиденные погодные факторы, которые могут вызывать спад в деятельности по добыче и разведке. Суровые условия зимой могут затруднять доступ к отдаленным территориям и ведение буровых работ, а также ограничивать возможности Компании по техобслуживанию оборудования. Кроме этого, какие-то нефтегазоносные площади могут находиться на территории, доступной только зимой, поскольку она окружена болотистыми землями. Более того, влажная погода и весенняя оттепель делают почву нестабильной. Следовательно, движение буровых установок и другой тяжелой техники может быть запрещено, что также снижает активность. К примеру, крайне неблагоприятные погодные условия во время строительства трубопроводов и компрессорных станций на территории добычи в Казахстане

приводили к задержкам, а повышенный уровень загрязненности весной может отсрочить дальнейшее строительство и транспортировку оборудования. Помимо этого, Группа подвержена риску непредвиденных изменений погоды, которые могут вызвать задержки в ее деятельности по освоению и добыче нефти и газа. Например, суровая зима в Казахстане серьезно влияет на добычу нефти и особенно ее транспортировку на АНТ в первом квартале каждого года.

Экология

На деятельность Компании распространяется действие природоохранного законодательства тех стран, в которых она работает. Компания осуществляет свою деятельность в значительной степени с соблюдением всех соответствующих и применимых природоохранных нормативных документов и согласно отраслевой практике ведения работ. В Казахстане Компания обязана представлять квартальные отчеты в Налоговый комитет Шалкара (Бозой). Кроме этого, она обязана составлять отчеты о загрязнении атмосферы, токсичных отходах и текущих расходах на защиту окружающей среды, и Компания готовит их и подает в соответствующие органы в Казахстане. Отчеты представляются дважды в год в целях информирования, без каких-либо обязательных платежей.

Компания стремится соблюдать все экологические нормы во всех регионах, где осуществляет свою деятельность, и закладывает необходимые средства в своем бюджете капиталовложений на выполнение природоохранных обязательств. Правда, способность Компании соблюдать все сроки, устанавливаемые законодательством для реализации проектов по улучшению, и выполнять требования природоохранного законодательства зависит от наличия финансирования в рамках запланированного бюджета, а для своевременного выполнения требований необходимы вложения. По состоянию на 29 марта 2016 г. Правительство Казахстана не предъявляло претензий относительно несоблюдения природоохранного законодательства. Однако выброс нефти, природного газа и других загрязняющих веществ в воздух, почву и воду может привести к возникновению обязательств перед зарубежными правительствами и третьими лицами, и Компания будет вынуждена нести значительные расходы на компенсацию загрязнения. Нет уверенности в том, что изменения в природоохранном законодательстве и порядке его применения к деятельности Компании не приведет к прекращению добычи или существенному росту стоимости мероприятий по добыче, освоению и разведке или не окажет другого отрицательного воздействия на финансовое положение, результаты деятельности и перспективы Компании.

По Бохтарскому КРП каждый план разработки должен включать программу ликвидации и восстановления участка, а также порядок финансирования таких программ. Средства, собираемые согласно этому порядку, должны направляться на восстановление участка и ликвидацию и зачисляться на отдельный счет под проценты. Сначала это должна была делать KPL, а после выхода Сторон Бохтарского подрядчика счет должен быть открыт на Правительство Таджикистана и Стороны Бохтарского подрядчика или назначенных ими лиц. Ответственность Сторон Бохтарского подрядчика за ухудшение экологической обстановки, обязательства по восстановлению участка и ликвидации скважин, а также за любую другую фактическую и возможную деятельность, загрязняющую экологическую обстановку на разрабатываемой площади, ограничивается обязательством зачислить необходимую сумму на утвержденный счет. Кроме этого, любая возвращаемая площадь должна быть приведена в то же состояние, в каком она была до передачи KPL и другим сторонам подрядчика (в плане плодородности почвы, качества земли и состояния окружающей среды). Все расходы, понесенные при ликвидации и восстановлении участка, подлежат возврату.

Зависимость от сторонних операторов и ключевого персонала

В той степени, в которой Компания сама не ведет работы на своих участках, она будет зависеть от других гарантов, подрядчиков и работы третьих лиц в течение срока выполнения мероприятий на таких участках и едва сможет направлять и контролировать работу таких операторов. Кроме этого, успех Компании в значительной степени зависит от менеджеров и ключевых сотрудников. Потеря ключевых сотрудников может отрицательно сказаться на Компании. Привлечение и удержание новых ключевых сотрудников поможет в расширении бизнеса Компании. Компания сталкивается с серьезной конкуренцией за квалифицированный персонал, в частности, в регионах, где нефтегазовая отрасль развита слабо. Неспособность Компании удерживать и нанимать достаточный квалифицированный персонал может приводить к тому, что она не сможет реализовать ряд проектов по разведке и добыче вовремя, укладываясь в бюджет. Также нет уверенности в том, что Компания сможет привлекать и удерживать у себя персонал, необходимый для дальнейшего расширения бизнеса и успешной реализации бизнес-стратегии.

Повторяющиеся убытки и принцип непрерывности деятельности

С самого начала Компания несет значительные убытки и испытывает превышение выплат над поступлениями от деятельности. Общий накопленный дефицит по состоянию на 31 декабря 2015 г. составляет 273,2 млн долларов США. Поскольку Группа намерена вкладываться в развитие своего бизнеса, в дальнейшем также возможны убытки и отрицательный поток денежных средств. Хотя руководство Компании верит в потенциал Группы, нельзя быть уверенным в том, что Группа станет и останется рентабельной в будущем. Способность Компании успешно выполнять свой рабочий план главным образом зависит от ее умения не только поддерживать текущий уровень добычи нефти и газа, но и повышать его и контролировать объем операционных расходов и капиталовложений. Нет уверенности и в том, что Группа не будет нести операционные убытки в будущем. Если Компании не удастся получить достаточный доход и поступления от своей деятельности, ей, возможно, придется искать дополнительное финансирование на рынке ценных бумаг и долговых обязательств или из альтернативных источников. В частности, учитывая нынешнюю ситуацию на рынке, нельзя быть уверенным в том, что долговое или акционерное финансирование будет доступно, когда потребуется, или его будет достаточно для покрытия запросов Компании. Если долговое или акционерное финансирование все же будет доступно, неизвестно, насколько приемлемыми для Компании будут его условия. Неспособность Компании получить необходимый капитал для своей деятельности может оказать существенное негативное влияние на ее финансовое положение, результаты деятельности, перспективы и способность оставаться постоянно действующей. См. описание финансового положения Компании в примечаниях 2 к прошедшей аудит Сводной финансовой отчетности за 2015 год.

Невыполнение обязательств в Таджикистане

11 октября 2015 г. Компания получила от CNPC и Total через KPL (дочерняя компания, на 85% находящаяся в ее косвенном владении) Уведомление о выходе из ССД, относящегося к Бохтарскому КРП в Таджикистане, и основного КРП. Уведомление о выходе было направлено на том основании, что Tethys не произвела 9 октября 2015 г. платеж по сентябрьскому платежному требованию Bokhtar Operating Company. В Уведомлении о выходе Total и CNPC заявили, что вместе требуют от Kulob Petroleum Limited – дочерней компании Tethys – полного выхода из ССД и уступки всех ее долей участия, вытекающих из Контракта и ССД, компаниям Total и CNPC пропорционально их долям участия.

30 октября 2015 г. KPL ответила на Уведомление о выходе отказом уступить свою долю участия и предложила провести переговоры для мирового разрешения проблемы невыполнения обязательств.

После этого начались и по состоянию на 31 декабря 2015 г. продолжались встречи и переговоры по решению, которое бы устроило и Компанию, и партнеров, и Правительство Таджикистана. На данный момент нет уверенности в том, что Компании удастся сохранить участие в ССД или Бохтарском КРП или же получить какую-либо компенсацию за выход.

Стоимость новых технологий

Для нефтегазовой отрасли характерны стремительное и масштабное развитие технологий и внедрение новых продуктов и услуг с использованием технологических новшеств. Другие нефтегазовые компании, возможно, обладают более крупными финансовыми, техническими и человеческими ресурсами, которые позволяют им воспользоваться технологическими преимуществами, а в будущем – внедрять новые технологии раньше Компании. Неизвестно, сможет ли Компания справиться с такой конкуренцией, внедряя такие технологии своевременно и по приемлемой цене. Некоторые технологии, которые Компания использует или внедряет сейчас, могут устареть в будущем, что существенно подорвет финансовое положение и результаты деятельности Компании. Если Компания не сможет пользоваться новейшими из доступных технологий, это окажет существенное негативное влияние на ее деятельность, финансовое положение и рабочие показатели.

Задержки в добыче

Существует вероятность задержки в получении необходимых разрешений от правительства на начало и расширение добычи. Любая такая задержка способна сократить поступления и доходы Компании больше, чем ожидается согласно бизнес-плану Компании. Непредвиденные задержки в бурении и добыче могут оказать существенное отрицательное влияние на деятельность, показатели и перспективы Группы.

Контроль и порядок раскрытия информации. Внутренний контроль финансовой отчетности

Руководство Компании разработало меры контроля и процедуры раскрытия информации. Они позволяют следить за тем, чтобы информация, которую обязана раскрывать Компания, собирали, записывали, обрабатывали и должным образом направляли руководству компании для своевременного принятия решения о ее раскрытии. Руководство Компании считает меры контроля и порядок раскрытия информации достаточно эффективными для того, чтобы значимая информация, касающаяся Компании, включая все ее дочерние компании, передавалась менеджерам, позволяя им своевременно принимать решение о раскрытии. Однако гарантировать этого нельзя, и для обеспечения эффективности таких мер могут потребоваться изменения.

Руководство Компании разработало и внедрило систему внутреннего контроля финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2015 г., чтобы обеспечить достаточную уверенность относительно достоверности финансовых документов и их подготовки для внешней отчетности в соответствии с МСФО. Руководство Компании уверено, что система достаточно эффективна для компании такого масштаба, однако гарантий, что в отчетности не будет ошибок, нет.

Конфликт интересов

Ряд директоров Компании могут быть связаны с другими нефтегазовыми компаниями или другими участниками отрасли, с которыми Компания сотрудничает или конкурирует за доступ к капиталу. Согласно применимому корпоративному законодательству, директора Компании обязаны действовать честно и добросовестно, в лучших интересах Компании и сообщать ей о своем участии в других проектах и предприятиях. Однако их участие в других компаниях может влиять на их суждения и заставлять их действовать не всегда в лучших интересах Компании.

Александр Абрамов является акционером и директором Olisol и ее дочерней компании OPL. В настоящее время Tethys рассчитывает осуществить сделку с Olisol, но при этом назначила г-на Абрамова в Совет директоров в качестве условия получения Промежуточного финансирования. Сам г-н Абрамов отстранен от переговоров по сделке Olisol в Совете директоров, однако его нахождение по обе стороны сделки до ее успешного завершения может влиять на его суждения по другим вопросам, к обсуждению которых он допущен. Следовательно, его действия могут и не служить лучшим интересам Компании.

Уильям Уэллс был назначен в Совет директоров одновременно с г-ном Абрамовым согласно условию, упомянутому выше. Г-н Уэллс является президентом Pope Asset Management, LLC – крупнейшего акционера Компании по состоянию на 31 декабря 2015 г. Помимо представления крупнейшего акционера Компании, г-н Уэллс также является директором Annuity and Life Reassurance Ltd – одного из кредиторов Компании в рамках кредитного соглашения на 3,5 млн долларов США от 9 марта 2015 г. и по конвертируемой облигации на 1 760 978 долларов США от 1 июня 2015 г. Обязанности г-на Уэллса в Pope Asset Management, LLC, Annuity and Life Reassurance Ltd и Компании в роли директора могут не совпадать.

Отказ от прав на разведку

У Компании есть договорные обязательства по передаче определенных прав на разведку согласно подписанным ею (или ее дочерними компаниями) контрактам на разведку и добычу. Так, есть требование о передаче прав по Контракту «Кул-Баса» на разведку и добычу, обязывающее Компанию каждый год передавать контрактные площади, за исключением территорий с открытыми запасами. По состоянию на 31 декабря 2015 г. было передано 30% контрактной площади. Впервые изменения в Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу были внесены в декабре 2010 года, когда Компания получила одобрение на продление периода разведки до 11 ноября 2013 г., затем, в 2013 году, этот срок продлили до 11 ноября 2015 г. Последний раз Компания продлила период разведки до 11 ноября 2017 г. (при условии окончательного одобрения Правительством) без дальнейших отказов от прав.

Кроме этого, обязательный отказ от прав предусмотрен по Бохтарскому КРП в Таджикистане – после первых семи лет срока действия контракта и затем каждые пять лет. Первая передача назначена на 2020 год после пересмотра в 2013 году.

Что касается грузинских КРП, 25% Контрактной площади будут переданы через пять лет, 25% оставшейся площади – через десять лет, 50% оставшейся Контрактной площади – через 15 лет и затем 100% - через 20 лет. Требование о передаче не применяется к площадям, на которых открыты запасы.

Кроме вышесказанного, у Группы больше нет обязательств по отказу от прав на разведку по какому-либо из контрактов. Отказ от прав может повлиять на перспективы Группы по разведке и ее способность расширить добычу на соответствующих Контрактных площадях. См. также разделы «*Описание деятельности – Казахстан – Блок «Кул-Бас» и Контракт «Кул-Баса» на разведку и добычу»*», «*Описание деятельности – Казахстан – Блок «Акклука» и Контракт и лицензия на разведку на Аккулке»*», «*Описание деятельности – Таджикистан – Бохтарский КРП – Потенциал по разведке и оценке»* и «*Описание деятельности – Грузия - Контракты»*».

Текущие рыночные условия

Как и другим нефтегазодобывающим субъектам, Компании грозит возможное падение спроса и цен на нефть и газ, и возможно, значительное, что приведет к сокращению денежных поступлений и ограничению доступа к капиталу. Если неблагоприятная ситуация на рынке затянется надолго, у Компании будут ограниченные возможности для финансирования запланированных капиталовложений и операционных расходов. Неблагоприятные условия на мировых товарно-сырьевых и кредитных рынках может отрицательно сказаться на способности Компании поддерживать и увеличивать свои запасы и в полной мере использовать свои активы на благо Акционеров.

Возможное истощение запасов

Группа намерена продолжать поиск новых запасов на своих контрактных площадях и добавлять найденные в свою базу запасов. Однако Группа не может гарантировать успех своих программ по разведке. За исключением случаев, когда Группе удастся успешно реализовать проекты по разведке и освоению и/или приобрести участки с подтвержденными запасами, ее запасы будут сокращаться, так как ее природный газ и жидкие углеводороды продолжают добываться, и запасы истощаются. Будущая добыча Группы в значительной степени зависит от ее способности развивать свою существующую базу запасов и – в долгосрочной перспективе – от обнаружения или приобретения новых запасов. Если у Группы не будет получаться развивать свою имеющуюся базу запасов и пополнять ее за счет обнаружения или приобретения, ее общие подтвержденные запасы будут снижаться, что негативно скажется на ее деятельности, финансовом положении, перспективах и рыночной цене Акций. Кроме этого, в целом происходит снижение объема добычи на нефтяных и газовых месторождениях, так как запасы истощаются, а скорость истощения зависит от характеристик пластов. Это может привести к росту стоимости добычи за единицу. По мере снижения эффективности добычи деятельность и показатели Группы могут испытывать негативное влияние.

Арендованное имущество

Все офисы Группы находятся в арендованных объектах. Группа не получала необходимых свидетельств о праве собственности на здания и/или на пользование земельными участками от соответствующих арендодателей, чтобы подтвердить свои права на это имущество, как этого может требовать соответствующее законодательство. Юридические последствия отсутствия таких документов неизвестны. Также неизвестно, повлияет ли отсутствие сертификатов и/или регистрации на действительность аренды. Если в итоге от Группы потребуют освободить и прекратить использовать имущество, ход ее работы в этих местах может быть нарушен, хотя в Группе уверены, что сбой в работе будет незначительным.

Риски, связанные с Казахстаном, Таджикистаном и Грузией

Политическая, экономическая, правовая и финансовая нестабильность

Казахстан, Таджикистан и Грузия – бывшие республики Советского Союза. Обретя независимость в 1991 году, каждая из них вошла в состав СНГ. Поскольку все три республики как независимые государства имеют относительно недолгую историю политической стабильности и пережили значительные изменения, приспосабливаясь к рыночной экономике, в этих странах высок потенциал социальной, политической, экономической, правовой и финансовой нестабильности. Помимо прочего, такие риски включают следующее:

- обесценение местной валюты;
- народные волнения;
- введение контроля обмена валюты, ограничений на оборот конвертируемой валюты и пр.

- изменения в правилах экспорта сырой нефти и природного газа;
- изменение ставок налогов и роялти, импортных и экспортных тарифов, взимание налога на распределение прибыли среди иностранных инвесторов;
- изменения в законодательстве, регулирующем деятельность по разведке, освоению, приобретению и инвестициям в добычу нефти и газа;
- ограничения, запреты, дополнительные обязательства для инвесторов;
- национализация или экспроприация имущества;
- приостановка или блокирование экспорта нефти природного газа;
- невыполнение рабочих программ и финансовых обязательств.

Многие из этих рисков характерны и для других стран, возможно, даже в большей степени. Тем не менее присутствие любого из этих факторов может иметь серьезные последствия для деятельности, финансового положения и показателей Компании. Кроме этого, неблагоприятные экономические условия в Казахстане, Таджикистане и Грузии тоже могут серьезно сказаться на работе Компании, ее финансовом положении и показателях.

При этом Казахстан и Таджикистан зависят еще и от соседних государств в доступе к мировым рынкам для экспорта различной продукции, включая нефть и газ. Таким образом две эти республики должны поддерживать хорошие отношения с соседями, чтобы иметь возможность осуществлять экспорт. Хотя одна из целей экономической интеграции внутри СНГ – обеспечить постоянный доступ к экспортным маршрутам, если доступ к ним будет в значительной степени нарушен, экономика Казахстана и Таджикистана серьезно пострадает. Развитие экспортных маршрутов в Китай и, возможно, на Индийский субконтинент смягчит указанные проблемы, если и когда у продукции Компании появится выход на эти маршруты.

После обретения независимости от Советского Союза Таджикистан пережил разрушительную гражданскую войну, которая не только серьезно повредила инфраструктуру и нанесла ущерб промышленности республики, но и привела к региональной и межэтнической вражде. Хотя с 1997 года ситуация стабилизировалась, потенциал для нестабильности сохраняется, в частности, в связи с враждой в регионе и угрозой появления радикальных исламистских группировок. Таджикистан – беднейшая республика в Центральной Азии, и эта бедность может вызывать новые волнения и перебои в деятельности Компании. Близость Таджикистана к Афганистану может усугубить нестабильность в зависимости от обстановки в соседней стране.

Как и другие страны Центральной Азии и Кавказа, Казахстан, Таджикистан и Грузию могут затронуть военные действия, ведущиеся в регионе, в том числе в Афганистане. Такие действия могут иметь последствия для мировой экономики и политической стабильности в других государствах. В частности, на страны Центральной Азии, такие как Казахстан и Таджикистан, экономика и госбюджет которых отчасти зависят от экспорта нефти, газа и другой продукции, ввоза капитала и оборудования и крупных инвестиций в инфраструктурные проекты, могут пострадать от неустойчивости цен на нефть, газ, других товарно-сырьевых цен, а также от их неуклонного падения, срывов и задержек инфраструктурных проектов из-за политической и экономической нестабильности в странах, участвующих в этих проектах. Помимо этого, нестабильность в других странах, например, в России, затронула в прошлом и может существенно навредить в будущем экономическим условиям в Казахстане, Таджикистане и Грузии. Война между Россией и Грузией в 2008 году оказало сильное воздействие на Грузию, привела к потере ею территорий. Хотя сейчас отношения между двумя странами стабильные, гарантий, что стабильность сохранится в будущем, нет.

Переход Казахстана, Таджикистана и Грузии к рыночной экономике ознаменовался в самом начале политической неопределенностью и напряженностью, спадом в экономике с высоким уровнем инфляции, нестабильной национальной валютой и стремительными, но неполными изменениями в законодательной среде. Несмотря на

реализацию реформ, направленных на строительство свободной рыночной экономики, нельзя быть уверенным, что эти реформы продолжатся или достигнут всех или каких-либо из поставленных целей.

Законодательная и нормативная среда в Казахстан

Казахстанское законодательство в области иностранных инвестиций, нефтедобычи, недропользования, лицензирования, деятельности корпораций, налогообложения, таможенного регулирования, валютных операций, банковской деятельности и антимонопольного регулирования пока еще развивается, сохраняя неясные моменты. Периодически, в том числе и в настоящее время, министерства готовят законопроекты в указанных областях и какие-то из них направляют на утверждение в парламент, который может принимать законы в некоторых или во всех перечисленных направлениях. В нынешней нормативно-правовой системе множество несоответствий и противоречий. Многие законы написаны так, что предоставляют обширные административные полномочия в их применении и исполнении. Кроме этого, законы могут меняться, по-разному толковаться. Все это означает, что даже при все старании Компании может не удаваться соблюдать применимое законодательство. Последствия несоблюдения законов могут быть непропорциональны его масштабу. Неопределенность, расхождения, противоречия в законах Казахстана, их толкование и применение могут оказывать существенное негативное влияние на деятельность и рабочие показатели Компании.

Судебную систему Казахстана нельзя считать полностью независимой от внешних общественных, экономических и политических сил, решения судов бывает сложно предсказать. Кроме этого, высокопоставленные должностные лица в Правительстве Казахстана могут поддаваться внешнему экономическому влиянию, поскольку неразвитая система регулирующего надзора способствует получению незаконных выплат, которые остаются незамеченными. И Казахстан, и TAG подписывали Инициативу прозрачности добывающих отраслей, продвигаемую правительством Великобритании. TAG одной из первых подписала соответствующее соглашение с Правительством Казахстана. Данная инициатива поддерживает совершенствование управления в богатых ресурсами странах путем проверки и публикации всех данных о выплатах компаний и доходах государства от добычи нефти и газа, что также способствует построению многостороннего партнерства в развивающихся странах для повышения подотчетности правительств. Плюс ко всему Правительство Казахстана заявляло о своей уверенности в продолжении реформ корпоративного управления и готовности обеспечивать дисциплину и прозрачность в корпоративном секторе, чтобы способствовать росту и развитию. Но при этом нет уверенности, что Правительство Казахстана не откажется от такой политики в будущем или что, если такая политика сохранится, она будет успешной. Следовательно, невозможно предвидеть влияние будущих изменений в законодательстве на деятельность и перспективы Компании.

Контракты и лицензии Компании на разведку и добычу, договоры на поставку углеводородов и другие соглашения уязвимы перед угрозой пересмотра или отмены, судьба судебных разбирательств в таких случаях неизвестна – их могут затягивать, в них может быть отказано. Помимо этого, по правительственным документам часто очень трудно понять, насколько правильно стороны и соответствующие государственные органы выполняют уставные требования и корпоративные мероприятия. Для обеспечения постоянного действия прав Компании по лицензиям и контрактам на поставку углеводородов необходимо тщательно отслеживать выполнение условий этих документов, их изменение в соответствии с законодательством Казахстана и местной практикой лицензирования.

Имущественные интересы и одобрение правительства

Дочерние компании, принадлежащие Компании, получают свои права на разведку и/или добычу в Казахстане, Таджикистане и Грузии, заключая различные договоры с местными государственными органами («**Контракты Компании**»). Права собственности на земли, относящиеся к Контрактам Компании, остаются у правительства и/или у государственных компаний, а сама Компания получает только права на пользование землей, необходимые для работы на ней. Принадлежащие Компании дочерние компании обязаны получать и другие специальные лицензии, например, на осуществление деятельности по разведке и/или добыче. Некоторые из этих лицензий и разрешений могут быть выданы на имя сторонних поставщиков услуг, таких как буровые компании. Нельзя быть уверенным, что именно Компания получит все лицензии и разрешения, как и в том, что у Компании имеются все разрешительные документы на выполнение ею работ по разведке и/или добыче. Также нет уверенности в том, что Компания соблюдает все нормативные требования по охране окружающей среды, безопасности, гигиене и санитарии. Никакие эксперты и консультанты не проводили никаких технических осмотров и проверок деятельности Компании, чтобы оценить соблюдение указанных требований, как и наличие у нее лицензия и разрешений, необходимых для ее деятельности.

Существует также ряд ограничений на прямую и косвенную передачу и отчуждение прав по Контрактам Компании в Казахстане («**Контракты в Казахстане**») и **Прав пользователей** (согласно приведенному ниже определению). Правительство Казахстана приняло закон о недропользовании, который вступил в силу в июле 2010 года («**Закон о недрах**»). Закон о недрах, речь о котором пойдет далее, заменил предыдущий закон о недропользовании («**Предыдущий закон**»).

Согласно Закону о недрах, к объектам, связанным с правами на пользование недрами, помимо контрактов с государственными органами Казахстана, относятся:

- доли участия или акции в юридическом лице, владеющем правами на пользование недрами, а также в юридическом лице, которое может прямо и/или косвенно принимать решения и/или влиять на решения, принимаемые разработчиком недр, если основная деятельность этого разработчика недр связана с недропользованием в Казахстане;
- ценные бумаги, подтверждающие права на акции, или ценные бумаги, конвертируемые в акции разработчика недр, а также юридического лица, которое может прямо и/или косвенно принимать решения и/или влиять на решения, принимаемые разработчиком недр, если основная деятельность этого разработчика недр связана с недропользованием в Казахстане («**Пользовательские права**»).

Риски, связанные с казахстанским Законом о недрах

Контракты в Казахстане регулируются, помимо прочих законов этой страны, Законом о недрах. Закон о недрах наделяет Правительство Казахстана приоритетным правом, реализуемым в случае передачи доли участия в юридическом лице, которое может прямо и/или косвенно принимать решения и/или влиять на решения, принимаемые разработчиком недр, если основная деятельность этого юридического лица связана с недропользованием в Казахстане.

Помимо этого, по Закону о недрах передача или отчуждение прав на пользование недрами и/или Пользовательских прав третьим лицам допускается только с предварительного согласия соответствующего органа в Казахстане («**Компетентный орган**»), если основная деятельность этого юридического лица связана с недропользованием в Казахстане. Согласно Закону о недрах, к сделкам, для которых требуется разрешение Компетентного органа, относится и выпуск акций для оборота на организованном рынке субъектом, основная деятельность которого связана с недропользованием в Казахстане, а также:

- отчуждение заложенных прав на пользование недрами и Пользовательских прав;
- передача прав на пользование недрами и Пользовательских прав в уставный капитал третьих лиц;
- передача прав на пользование недрами и Пользовательских прав в ходе процедуры банкротства;
- получение права на долю участия в разработчике недр или его материнской компании, если такое право возникает в результате увеличения уставного капитала или вступления в такое юридическое лицо нового участника;
- первый публичный выпуск ценных бумаг разработчика недр или его материнских компаний на организованный рынок;
- предоставление доли участия (акций) в разработчике недр в залог;
- передача прав на пользование недрами или Пользовательских прав по причине реорганизации разработчика недр или его материнских компаний.

Закон о недрах также предусматривает определенное освобождение от действия положений, применимых к передаче или отчуждению прав на недра и Пользовательских прав, в следующих случаях:

- сделки на открытом рынке по обмену признанными акциями и в отношении ценных бумаг, уже торгуемых и находящихся в обороте, несмотря на то, что в ином случае в отношении таких сделок действует преимущественное права Правительства Казахстана;
- полная или частичная передача прав на пользование недрами или объектов, связанных с правами на пользование недрами, дочерней компании разработчика недр, не менее 99% акционерного капитала которой прямо или косвенно принадлежат разработчику недр, при условии, что такая дочерняя компания не зарегистрирована в стране, в которой действует льготный налоговый режим;
- полная или частичная передача прав на пользование недрами или объектов, связанных с правами на пользование недрами, между юридическими лицами, не менее 99% акционерного капитала которых прямо или косвенно принадлежат одному субъекту, при условии, что приобретающий субъект не зарегистрирован в стране, в которой действует льготный налоговый режим;
- сделки, включающие покупку или продажу ценных бумаг, в отношении которой в ином случае действовало бы преимущественное право, но это привело бы к передаче менее 0,1% акционерного капитала приобретателя.

Передача или отчуждение прав на пользование недрами и Пользовательских прав дочерними компаниями Компании, основная деятельность которых связана с недропользованием в Казахстане, является предметом преимущественного права Правительства Казахстана и требует получения его согласия в соответствии с Законом о недрах. Помимо этого, если Компетентный орган решит, что основной деятельностью Компании являются права на разработку недр в Казахстане, по Закону о недрах Правительство Казахстана будет иметь преимущественное право (которое было у него и по Предыдущему закону в отношении предыдущих предложений) в отношении передачи или отчуждения прав на пользование недрами и Пользовательских прав (как описано выше). Если Компания не соблюдает или не соблюдала данные положения Закона о недрах, Компетентный орган будет вправе прекратить действие Контрактов Компании в Казахстане. Если Компетентный орган прекратит действие Контрактов Компании в Казахстане, Компания утратит свои права на пользования недрами, закрепленные в Контрактах в Казахстане, а также полученный по ним доход. Плюс ко всему в соответствии с Законом о недрах любая сделка, включающая передачу доли участия в разработке недр, регулируемого Законом о недрах, без согласия Компетентного органа, считается недействительной.

Компании на сегодняшний день неизвестно о примерах отказа Правительства Казахстана от своего приоритетного права на приобретение, а также о случаях расторжения Правительством Казахстана контракта на пользование недрами при совершении передачи без отказа Правительства Казахстана от своего права.

Осуществленное ранее приобретение Компанией доли участия в «Кул-Басе» привело к незначительному техническому нарушению статьи 10 закона о партнерствах с ограниченной ответственностью в Казахстане. Согласно этому закону, казахстанскому партнерству с ограниченной ответственностью запрещено создавать другое партнерство с ограниченной ответственностью в качестве единственного участника, если оба принадлежит одному и тому же субъекту. Нарушение было исправлено путем передачи 100% участия в «Кул-Басе» от TAG в пользу TK SA (100-процентный владелец TAG). «Кул-Бас» получил согласие МЭМР, а следовательно – и отказ Правительства Казахстана от права по соответствующим статьям закона о недрах в отношении такой реструктуризации.

Компания работает над выполнением своих обязательств по минимальной рабочей программе в рамках каждого своего контракта на разработку недр, но ей не удается поддерживать стоимость годовой рабочей программы по одному из контрактов. При этом она не может представить соответствующим государственным органам достаточного обоснования невыполнения и/или плана по восполнению дефицита, поэтому Компания также подвержена риску применения санкций в дополнение к необеспеченным суммам за тот год и возможности отмены контракта. Учитывая неполное выполнение обязательств, перечисленных в разделе «*Описание деятельности – Обзор имущества – Казахстан*», Правительство Казахстана вполне может взыскать неустойку в размере 1,9 млн долларов США, но Компания постарается найти смягчающие обстоятельства, благодаря которым можно было бы добиться отмены или уменьшения штрафных санкций.

Компания добилась продления нескольких Контрактов в Казахстане, в том числе одного после принятия закона о недрах. Подробнее – в разделе Годового информационного отчета «*Описание деятельности – Обзор имущества*».

Риски, связанные с регулируемыми органами в Казахстане

Главным государственным органом, контролирующим и регулирующим нефтегазовую отрасль в Казахстане, было МЭМР. 12 марта 2010 г. обязанности МЭМР, связанные с нефтегазовым сектором, были переданы МНГ, а затем, в 2014 году, - Министерству энергетики.

Закон о недрах устанавливает общие и конкретные полномочия МЭ, которые, помимо прочего, включают: (i) проведение тендеров на право пользования недрами; (ii) контроль соблюдения недропользователями их обязательств по соответствующим контрактам на пользование недрами, включая надзора за соблюдением требований о местных материалах, услугах и рабочей силе; (iii) выдачу официальных разрешений. Кроме этого, у МЭ есть конкретные полномочия по выдаче разрешений на сжигание попутного газа и природного газа и определению объема сырой нефти, которую недропользователи должны поставлять на внутренний рынок Казахстана.

Кроме того, в Законе о недрах сделана попытка уточнить роли и конкретные обязанности других комитетов и комиссий, участвующих в регулировании различных аспектов деятельности недропользователей. Но несмотря на это, Казахстан – это развивающийся рынок, и, как показывает опыт, структура Регулирующих органов этой страны может меняться, следовательно, нет уверенности относительно конкретных функций каждого министерства, агентства или комитета в будущем.

Риски, связанные с антимонопольным регулированием

Для определенных сделок, которые могут ограничивать конкуренцию на рынке Казахстана, требуется предварительное согласие Антимонопольного агентства. В частности, помимо прочего, согласие органа требуется для приобретения лицом или группой лиц голосующих акций в капитале субъекта, в результате которого это лицо или группа лиц получает контроль более чем над 50% таких акций с правом голоса, если до приобретения данное лицо или группа лиц не владела голосующими акциями в этом субъекте или владела 50% или меньшим числом голосующих акций в капитале этого субъекта, при условии достижения определенного оборота или порога активов, или если одна из сторон сделки занимает доминирующее положение на определенном рынке. Согласие требуется для сделки с участием субъектов за пределами Казахстана, если такая сделка прямо или косвенно затрагивает основные или нематериальные активы, акции, имущественные или неимущественные права, связанные с казахстанскими юридическими лицами, или ограничивает конкуренцию в Казахстане.

Сделка, осуществляемая без одобрения Антимонопольного агентства, не считается недействительной по закону, но может быть оспорена в казахстанском суде. Компании неизвестно о случаях, когда сделку с участием международной компании оспорили бы в казахстанском суде.

Вообще, согласие Антимонопольного агентства не требуется, если лицо или группа лиц не приобретает более 50% акций юридического лица. Но Антимонопольное агентство обладает дискреционными полномочиями и может в определенных обстоятельствах (в том числе, если в ином случае нет оснований требовать получения согласия) потребовать от эмитента получить согласие органа на конкретную сделку.

Отказ получать согласие Антимонопольного агентства может повлечь административный штраф, что, вероятнее всего, произойдет в случае совершения последующей продажи, для которой необходимо согласие агентства. Кроме этого, доход, полученный в результате договоренности между компаниями, нарушающей правила конкуренции, или злоупотребления компанией своим монопольным или преобладающим положением, может быть конфискован. Компания не считает доминирующим свое нынешнее положение на нефтегазовом рынке Казахстана.

Компания считает, что, поскольку Сделка Olisol не должна с самого начала предоставить этой компании долю участия свыше 50%, согласие Антимонопольного агентства для нее вряд ли потребуется. Если Olisol приобретет более 50%, Компания постарается получить необходимое одобрение у Антимонопольного агентства.

Обязательность применения местных комплектующих и материалов в Казахстане

20 сентября 2010 г. были приняты новые правила о применении местных комплектующих и материалов, утверждающие единый порядок расчета использования местных материалов в отношении закупки товаров, работ и услуг («**Новые правила о местных закупках**»). Согласно Закону о недрах, все недропользователи должны

отдавать предпочтение местным компаниям при закупке товаров, работ и услуг для деятельности по разработке недр. Новые правила о местных закупках включают формулу для расчета объема местных материалов в контрактах на поставку и оказание услуг, а также в клиентских закупках.

25 сентября 2010 г. Правительство Казахстана утвердило правила формирования и ведения реестра товаров, работ и услуг, используемых в деятельности по недропользованию, и субъектов (производителей), предоставляющих их («**Новые правила о реестре**»). В Новых правилах о реестре также установлены критерии оценки производителя, который должен быть включен в реестр. Согласно Новым правилам о реестре, Министерство промышленности и новых технологий названо Компетентным органом, ответственным за формирование и ведение реестра товаров, работ и услуг, используемых в деятельности по недропользованию, и их производителей («**Реестр**»). Информация, которая вносится в реестр, должна быть основана на данных о закупке товаров, работ и услуг, содержащихся в годовых рабочих программах, представленных недропользователями в компетентные органы (т. е. МЭ, ранее – МНГ).

В марте 2012 года Компанию, как и многих других недропользователей, МНГ уведомило о том, что они нарушают ряд положений Правил о местных закупках. Компания сотрудничала с МНГ и доказала, что нарушения были незначительными и в основном были вызваны техническими причинами. В апреле 2012 г. МНГ подтвердило, что казахстанские дочерние компании Tethys соблюдают правила о местных закупках в Казахстане. Компания также усиленно работала с соответствующими казахстанскими органами, чтобы обеспечить соблюдение правил, и сейчас очень довольна тем, что является одним из законопослушных недропользователей.

Новые правила о местных закупках, жестко регулирующие контракты на поставку и услуги, а также клиентские закупки, крайне сложно соблюдать, учитывая, как нелегко получить необходимые местные услуги в некоторых частях Казахстана. Всем понятно, что подавляющее большинство казахстанским недропользователей технически нарушают Новые правила о местных закупках. Компания принимает все необходимые меры для того, чтобы ее казахстанские дочерние компании соблюдали Новые правила о местных закупках, насколько это возможно. Компания считает, что представила в МЭ все документы, подтверждающие ее намерение работать в соответствии с Новыми правилами о местных закупках.

Риски и проблемы, связанные с налогообложением в Казахстане

Казахстанское налоговое законодательство и практика постоянно развиваются, а потому подвержены разному толкованию и частым изменениям, которые могут быть и ретроактивными. Кроме этого, толкование налоговыми органами законодательства о налогах и о внутреннем переносе цены в отношении сделок и деятельности Компании может не совпадать с тем, как их интерпретирует руководство. В результате этого сделки могут быть оспорены налоговыми органами, а Компании доначислят налоги, штрафы и проценты. Налоговые периоды открыты для ретроактивного пересмотра налоговыми органами в течение пяти лет. Руководство Компании считает свое толкование соответствующих законов верным, а позиции Компании в отношении налоговых, валютных и таможенных требований – устойчивыми.

Налоговый кодекс Казахстана вступил в силу 1 января 2009 г. При соблюдении малого числа исключений, не применимых к дочерним компаниям Компании, положения о налогах, ранее применявшиеся к контрактам на пользование недрами, так и не были «стабилизированы», и поэтому, согласно Налоговому кодексу, налоги уплачиваются в отношении деятельности Группы в Казахстане.

Согласно Налоговому кодексу, недропользователи (включая принадлежащие Компании дочерние компании), помимо прочего, обязаны платить следующие налоги в той степени, в которой они применимы: (i) специальные платежи разработчиков недр (включают подписной бонус, бонус коммерческого обнаружения и возмещение понесенных ранее расходов); (ii) НДС; (iii) налог на сверхприбыль; (iv) корпоративный подоходный налог; (v) рентный сбор с экспорта, согласно приведенному ниже описанию:

- подписной бонус оговаривается в каждом случае для контракта на добычу, при минимальном рассчитанном размере, равном в совокупности 0,04% общей стоимости подтвержденных запасов и 0,01% общей стоимости подсчитанных запасов (в каждом случае – при одобрении уполномоченного государственного органа), и уплачивается в течение 30 дней после заключения контракта на добычу;
- бонус коммерческого обнаружения уплачивается за каждое обнаружение промышленных запасов по ставке

0,1% от основы вычислений, с учетом объема извлекаемых запасов (при одобрении уполномоченного государственного органа);

- сумма возмещения понесенных ранее расходов, определяемая уполномоченным государственным органом в качестве компенсации затрат на разведку и сопутствующих им, понесенных Правительством Казахстана до заключения контракта на пользование недрами, уплачивается в течение стадии добычи ежеквартальными платежами в соответствии с оговоренным графиком выплат на срок не более 10 лет;
- НДС на нефть и газоконденсат исчисляется по фиксированной ставке от 5 до 18%, рассчитываемой по скользящей шкале исходя из фактического уровня добычи;
- НДС на природный газ исчисляется по ставке от 0,5 до 1,5% стоимости годового объема добытого газа для внутренних продаж и по ставке 10% для экспорта;
- налог на сверхприбыль исчисляется исходя из чистого дохода подрядчика после уплаты налогов по ставке от 0 до 60% по мере того, как прибыль превышает установленный для нее порог;
- корпоративный подоходный налог исчисляется по ставке 20%.

Плюс ко всему при экспорте нефти устанавливается рентный сбор по ставке от 0 до 32% в зависимости от рыночной цены нефти, без учета транспортных расходов и прочих вычетов.

В будущем Казахстан может повысить ставки таможенных пошлин на экспорт. Неясность с применением и изменение налогового законодательства создает риски дополнительных налоговых выплат для Компании, что может оказать существенное негативное влияние на ее деятельность, финансовое положение и показатели.

Законодательная и нормативная среда в Таджикистане

В 2007 году Таджикистан принял закон о разделении продукции и внес в него ряд изменений в 2008-м. Бохтарский КРП стал первым заключенным в условиях нового режима регулирования. Поскольку законодательная и нормативная база добычи нефти и газа в Таджикистане развивается, возможно, что условия Бохтарского КРП будут оспорены, могут быть начислены новые налоги или обнаружены противоречия с другими законами и нормативно-правовыми актами этой республики. Уверенности в том, что условия Бохтарского КРП не оспорят, нет, как и в том, что к Компании не предъявят претензии, что может иметь для нее серьезные последствия. Кроме этого, подобные несоответствия могут вызвать споры с соответствующими налоговыми органами и в итоге оказать существенное отрицательное влияние на финансовые показатели Компании. Также могут возникнуть проблемы с выводом валюты из Таджикистана и использованием банковской системы республики.

Риски и проблемы, связанные с налогообложением в Таджикистане

По Бохтарскому КРП все налоговые обязательства Сторон Бохтарского подрядчика покрываются за счет доли продукции Правительства Таджикистана. Однако система налогообложения в этой республике находится на раннем этапе развития, и связанные с налогами риски и проблемы для деятельности и инвестиций в Таджикистане могут быть серьезными. Налоговое законодательство меняется, оно подвержено разному и меняющемуся толкованию и непоследовательному исполнению как на местном, так и на государственном уровне. Законы о налогах не исполнялись в течение долгого времени, в отличие от странами с более развитой рыночной экономикой, поэтому был создан ряд прецедентов, связанных с такими проблемами.

Налоговое декларирование, как и другие аспекты соблюдения законодательных требований, является предметом проверок и расследований ряда органов, которые по закону могут устанавливать очень высокие штрафы, неустойки и проценты. Все это делает налоговые и прочие риски в Таджикистане гораздо существеннее тех, которые характерны для других стран, с более развитой системой налогообложения. Помимо этого, на Компании могут серьезно сказаться изменения в текущее налоговое законодательство Таджикистана, предусматривающие изменение ставок налогов и/или налоговых скидок.

Если описывать в общих чертах, в Таджикистане действуют подоходный налог, налог на добавленную стоимость, акцизный налог, социальный налог, земельный налог, налог на имущество, транспортный налог, а также лицензионные сборы. С 1 января 2013 года прибыль облагается налогом на деятельность, связанную с производством любых товаров (прежняя ставка – 20%), по ставке 15% облагаемого дохода (доход за вычетом разрешенных отчислений). НДС по ставке до 18% (прежде – до 20%) облагаются товары, ввозимые в Таджикистан, и 5% - производимые в республике. Выплаты государственным органам в отношении добычи нефти и газа, определяют по конкретным условиям контрактов о разделении продукции, одним из примеров которых является Бохтарский КРП. Согласно Бохтарскому КРП, доля продукции Правительства Таджикистана покрывает все налоги, сборы и пошлины Компании, подлежащие уплате в отношении добычи по КРП. Изменение такого положения дел или налогообложения Бохтарского КРП может отрицательно сказаться на Компании.

Один из партнеров Компании по совместному предприятию сообщил ей, что не считает обязательным платить таджикским властям налоги на вознаграждение за вывод доли участия, выплаченное Компании в 2013 году. Но если будет предъявлено требование об уплате этих налогов, которые могут составлять 3,2 млн долларов США, по словам партнера по СП, он будет требовать возмещения от Компании в соответствии с соглашением о переуступке.

Отсутствие инфраструктуры в Таджикистане

Таджикистан зависим от соседних государств в выходе на мировые рынки, и это может создавать проблемы, связанные с доставкой в страну оборудования и услуг, а также с экспортом продукции. В Таджикистане совсем немного нефтеперерабатывающих объектов, а потому сырую нефть необходимо вывозить за пределы республики – на НПЗ, расположенные в регионе, или на мировой рынок. Нет гарантии, что подобный экспорт допустят соседние страны, что он не будет облагаться дополнительными налогами и пошлинами, что предлагаемые цены не будут значительно меньше существующих на мировом рынке. Газовая инфраструктура в Таджикистане тоже слабо развитая и недостаточно обслуживаемая. Трубопроводы имеются, но, возможно, условия доступа к инфраструктуре не будут коммерчески привлекательными для Компании, или же сами объекты могут оказаться неподходящими. Для экспорта газа на мировой рынок также понадобится доступ к газопроводам и инфраструктуре соседей. В доступе могут отказать или предоставить его на невыгодных условиях.

Законодательная и нормативная среда в Грузии

Компания осуществляет деятельность в Грузии, а потому подвержена влиянию экономического и финансового рынков этой страны, которые имеют характеристики развивающихся. Законодательная, налоговая и нормативная базы развиваются и подвержена разному толкованию и частым изменениям. Все это, а также прочие законодательные и финансовые помехи представляют собой вызовы, с которыми сталкиваются компании, работающие в Грузии. Компания сейчас пытается продать или вывести свои грузинские активы, и указанные факторы могут сказаться на ее возможностях для завершения сделки или достижения ее целей иным путем.

Риски и проблемы, связанные с налогообложением в Грузии

Система налогообложения в Грузии относительно новая, для нее характерны частые изменения в законодательстве, официальные заключения и решения суда, которые иногда бывают непонятными, противоречивыми и могут толковаться по-разному. В случае нарушения налогового законодательства налоговые органы не налагают обязательств по доначисленным налогам, штрафов по прошествии шести лет после окончания года, в котором имело место нарушение.

Такие обстоятельства могут создавать в Грузии риски, более значительные по сравнению с другими странами, а также сложности для Компании, которая сейчас пытается вывести или продать свои активы в этой стране.

Законодательная и нормативная среда в Узбекистане

Компания не работает в Узбекистане с тех пор, как в конце декабря 2013 года расторгла Североуртабулакский КУД, тем не менее, правовые риски могут сохраняться.

Риски и проблемы, связанные с налогообложением в Узбекистане

Налоговое, валютное и таможенное законодательство в Узбекистане допускает различное толкование и часто меняется. Толкование руководством законов, применимых к сделкам и деятельности Компании, может быть

оспорено соответствующими органами, тогда власти могут оспорить сами сделки и методы учета, которые ранее никогда не оспаривали. В итоге могут быть доначислены крупные суммы, наложены штрафы и начислены проценты. Финансовые периоды остаются открытыми для оценки налоговыми органами в течение трех календарных лет до года оценки. В особых условиях могут быть пересмотрены и более ранние периоды.

Руководство проводит регулярные проверки, следя за тем, чтобы налогообложение Компании соответствовало применимым законам, нормам, постановлениям и интерпретации, публикуемой регулирующими органами территории, на которой работает Компания. Руководство уверено в правильности толкования соответствующих положений закона и в наличии оговорок по всем соответствующим налогам, тем не менее, Компания и налоговые органы могут интерпретировать налоговое законодательство по-разному, что в итоге приведет к доначислению налогов и штрафным санкциям.

После ухода Компании из Узбекистана в декабре 2013 года, налоговые органы республики заявили, что Компания должна заплатить доначисленных налогов на 2,1 млн долларов США. Проконсультировавшись со специалистами, Компания сочла такие требования необоснованными и оспорила их. Кроме этого, после ухода из страны Компания не смогла получить плату за нефть, ранее поставленную на ферганский НПЗ, на сумму примерно 1,6 млн долларов США, и этот факт можно будет использовать для улаживания споров по требованиям, которые могут быть выдвинуты.

ДИВИДЕНДЫ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОХОДА

Компания на сегодняшний день не заявляла и не выплачивала дивиденды и не распределяла доход от простых акций. Выплата дивидендов и распределение дохода в будущем зависит от денежных поступлений и финансового положения Компании, а также от других факторов, которые укажет Совет директоров. В настоящее время Компания не ожидает выплаты дивидендов в ближайшем будущем, поскольку находится в стадии становления.

В 2015 году дивиденды не выплачивались.

ОПИСАНИЕ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА

Уставный акционерный капитал Компании состоит из 700 000 000 простых акций номинальной стоимостью 0,10 доллара и 50 000 000 привилегированных акций номинальной стоимостью 0,10 доллара («**Привилегированные акции**»). На 31 декабря 2015 г. было выпущено или находилось в обращении 336 960 387 простых акций. Привилегированные акции по состоянию на 31 декабря 2015 г. не выпускались и в обороте не находились.

Простые акции

Держатели простых акций имеют право получать дивиденды, о которых периодически могут заявлять директора Компании. В случае ликвидации Компании – добровольной или принудительной, в целях организации, в иных целях или после распределения капитала – держатели простых акций имеют право на излишек имущества Компании пропорционально принадлежащим им акциям, а также обладают всеми правами, закрепленными за акциями Компании. На общем собрании держатели простых акций имеют право участвовать в голосовании – как в открытом, так и в закрытом – одним голосом на каждую принадлежащую им акцию.

Привилегированные акции

Привилегированные акции должны выпускаться сериями. При условии соблюдения устава Компании Совет директоров уполномочен перед выпуском закреплять номинал, права, привилегии, ограничения и условия (включая права голоса) за каждой серией. После выпуска привилегированных акций их ставят рангом выше простых в отношении дивидендов и возврата капитала при ликвидации, так как держатели привилегированных акций не имеют права голоса на собраниях акционеров.

Мера предотвращения нежелательного поглощения

Совет директоров и акционеры Компании утверждали меры предотвращения нежелательного поглощения («**Меры предотвращения**») в 2008 и 2011 годах. В 2014 году действие Мер предотвращения было прекращено, так как Компания не обращалась за своим повторным подтверждением на третий год после последнего утверждения акционерами.

РЫНОК ЦЕННЫХ БУМАГ

Диапазон цен и объем торгов ценными бумагами

Ценные бумаги котируются на TSX (биржа Торонто) под символом TPL. В следующей таблице представлены данные об отмеченных высоких и низких ценах реализации (которые не обязательно являются ценами на момент закрытия) и объемов торгов для ценных бумаг на Лондонской фондовой бирже в течение года, закончившегося 31 декабря 2015 (в канадских долларах).

Период	Диапазон цен		
	Высокий	Низкий	Объем торгов
2015			
Январь	0.23	0.18	50,500
Февраль	0.20	0.16	27,700
Март	0.20	0.12	47,200
Апрель	0.13	0.03	447,100
Май	0.20	0.08	385,300
Июнь	0.19	0.13	160,600
Июль	0.21	0.14	148,900
Август	0.19	0.11	86,200
Сентябрь	0.13	0.08	103,600
Октябрь	0.11	0.06	115,500
Ноябрь	0.11	0.06	273,300
Декабрь	0.11	0.06	93,800

Ценные бумаги также торгуются на Лондонской фондовой бирже под символом TPL. В следующей таблице представлены данные об отмеченных высоких и низких ценах реализации (которые не обязательно являются ценами на момент закрытия) и объемов торгов для ценных бумаг на Лондонской фондовой бирже в течение года, закончившегося 31 декабря 2015 г. (в пенсах).

Период	Диапазон цен		
	Высокий	Низкий	Объем торгов
2015			
Январь	13.60	9.00	607,700
Февраль	10.43	8.05	294,600
Март	9.74	6.03	443,100
Апрель	6.50	2.84	1,208,700
Май	11.42	3.50	1,097,200
Июнь	10.25	6.90	396,100
Июль	10.70	7.39	341,100
Август	9.09	6.00	343,200
Сентябрь	6.50	3.85	443,400
Октябрь	5.95	3.00	673,900
Ноябрь	5.94	3.00	932,800
Декабрь	5.89	2.40	494,900

Предыдущие продажи

В следующей таблице приведен выпуск Компанией простых акций или ценных бумаг, конвертируемых в простые акции, в течение года, закончившегося 31 декабря 2015.

Дата	Ценные бумаги	Цена за одну ценную бумагу	Количество ценных бумаг
Январь 23, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	90,478
Апрель 20, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	105,775
Июнь 2, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	63,465
Июль 15, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	63,465
Сентябрь 2, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	63,465
Октябрь 22, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	63,465
Ноябрь 27, 2015 ¹	Лимитированные обыкновенные акции	GBP 0.1684	57,607

Примечания:

(1) Выпущенные в связи с частью зарплаты Исполнительного председателя, с момента назначения 26 ноября 2014 по 26 ноября 2015 г. на общую сумму 507,720 ценных бумаг номинальной стоимостью USD 0.10 полностью оплачены.

ЦЕННЫЕ БУМАГИ ЭСКРОУ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ДОГОВОРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПЕРЕДАЧУ

Насколько известно Компании, по состоянию на 31 декабря 2015 года, ценные бумаги не подвергались депонированию.

ДИРЕКТОРА И ДОЛЖНОСТНЫЕ ЛИЦА

В приведенных ниже таблицах приводится по каждому директору и должностным лицам Tethys: ФИО; муниципалитет, провинция или штат и страна проживания; все занимаемые должности и позиции; месяц и год, в котором впервые избирался директором и основное занятие в течение предыдущих пяти лет, по состоянию на 31 декабря 2015 года.

Директора

ФИО и место жительства	Должность в Компании	Директор/Сотрудник с
Джон Белл - Западный Лотиан, Шотландия	Директор, Исполнительный председатель	17 ноября 2014 г.
Дэвид Хендерсон - Хьюстон, штат Техас, США	Неисполн. директор	17 ноября 2014

Джеймс Ролс - Риджлэнд, Миссисипи, США	Неисполн. директор	1 сентября 2009
Дэвид Робертс - Кирккудбрайт, Шотландия	Неисполн. директор	17 ноября 2014
Адеола Огунсеми - Ричмонд, штат Техас, США	Неисполн. директор	11 июня 2015
Александр Абрамов - Москва, Россия	Неисполн. директор	20 ноября 2015
Уильям Пол Уэллс - Мемфис, штат Теннесси, США	Неисполн. директор	20 ноября 2015

Основное место работы в течение последних пяти лет _____

Г-н Джон Белл

Г-н Bell является исполнительным председателем «Tethys Petroleum Limited». С 2012 по 2014 год, г-н Белл был генеральным директором ливанской нетрадиционной и традиционной разведке и добыче нефти в «Babylon Petroleum». С 2010 по 2012 год г-н Белл был управляющим директором сирийской традиционной наземной разведки и добычи нефти в «Suncoг». С 2008 по 2010 г. г-н Белл был вице-президентом египетской традиционной и глубоководной оффшорной разведки и добычи нефти в «BP». Г-н Белл также является неисполнительным директором по разведки и добыче нефти в «Gulfsands Petroleum Limited», компания, зарегистрированная на AIM (альтернативный инвестиционный рынок), должность, которую он занимал с августа 2014 года до настоящего времени. С июля 2013 года до июня 2014 года он был независимым неисполнительным директором разведки и добычи нефти в «Gulf Keystone Petroleum LSE Main Listed».

Г-н Дэвид Хендерсон

Дэвид Хендерсон обладает опытом свыше 40 лет в нефтяной и газовой промышленности. Он в настоящее время является директором в «Herodotus Resources LLC», нефтегазовой консалтинговой организации, а ранее был президентом «WBH Energy Partners». Г-н Хендерсон ранее занимал пост исполнительного вице-президента и главного операционного директора «EEX Corporation», зарегистрированной на NYSE (теперь часть «Newfield Exploration») с 1997-2002 гг. В этой должности он курировал приобретение и интеграцию добычных наземных объектов США на сумму свыше 100 миллионов долларов США. С 1991 по 1997 год, г-н Хендерсон занимал должность старшего вице-президента по разведке и президента международной разведки и добычи нефти в «Pennzoil Corporation». С 1987 по 1991 годы, г-н Хендерсон занимал должность старшего вице-президента по международной разведке и добыче нефти в «Maxus Energy Corporation».

Г-н Хендерсон окончил Вирджинский политехнический институт и государственный университет в 1973 году, получив степень бакалавра наук в области геофизики. В настоящее время он является председателем консультативного совета декана в колледже искусств и наук, Вирджинского Института, а также членом избирательной кампании по Руководящего комитета национальной кампании Вирджинии.

Г-н Джеймс Ролс

Г-н Ролс имеет опыт свыше 41 года в нефтегазовой области и был президентом и владельцем «Rawls Resources Inc.», нефтегазопроисковой компании с июня 2000.

До этого он служил в качестве президента «Hughes - Rawls Exploration Inc», частной нефтегазопроисковой компании, в качестве главы отдела кредитования энергетики депозитной гарантии Национального банка, и работал в «Echon Company USA» в качестве старшего инженера проекта.

Г-н Ролс является зарегистрированным профессиональным инженером, окончившим в 1974 году технологию добычи нефти и стал почетным членом Мисс. государственного университета инженерного колледжа Багвелл в 2007 году.

Г-н Дэвид Робертс

Дэвид Робертс имеет свыше 30 лет опыта в нефтегазовой промышленности. Он является управляющим директором «Woodfall Consulting Ltd», консалтинговой компании, которую он основал в 1999 году и которая специализируется на анализе развития активов и эффективности бурения в нефтедобыче. Основным клиентом г-на Робертса является «Independent Project Analysis Inc», всемирная консалтинговая компания, чья ниша - эффективные капиталовложения в капитальные проекты по разведке и добыче нефти.

Г-н Робертс также является сотрудником «HD Capital Partners LLP», которая является независимой корпоративной брокерской и консультационной фирмой, базирующейся в Лондонском Сити. Он является соавтором отчетов компетентного лица (CPR) для нефтяных компаний на AIM, и провел сопоставительный анализ бурения для крупного оператора.

Он является членом Общества инженеров-нефтяников (SPE) и выступает в качестве SPE эксперта-рецензента.

Г-н Адеола Огунсеми

Г-н Огунсеми является опытным профессионалом по нефти и газу с 16-летним промышленным опытом из его общего 20-летнего рабочего стажа. В настоящее время он является главным финансовым директором «Oando Energy Resources», ведущая африканская компания по разведке и добыче нефти, зарегистрированная на TSX в Канаде и работает в компании и ее филиалом в течение более 6 лет.

Г-н Александр Абрамов

Г-н Абрамов является дипломированным инженером с более чем 30-летним опытом работы в сфере энергетики, строительства и инвестиций. Он является акционером и председателем совета директоров в «Olisol Investments Ltd. Group», группе компаний, в основном, сосредоточенной на инвестировании в нефтяной и газовой промышленности в Центральной Азии. Он является членом Совета Директоров, а также совладельцем компании "Petrokazenergy". Эта компания занимается переработкой сырой нефти и экспортом нефтепродуктов. Г-н Абрамов также является одним из соучредителей и менеджером «ТЕТ Автотранс», автотранспортная компания со своим собственным парком нефтевозов, базой автотранспортных средств и СТО автотранспортных средств в Шалкаре, Актюбинская область, Казахстан.

Г-н Уильям Уэллс

Г-н Уэллс является основателем и главным менеджером портфеля для «Pope Asset Management, LLC». Ранее он работал в отделе «Private Wealth Management» в «Goldman Sachs», где был вице-президентом, работающим в основном с семейными группами по всей юго-восточной части Соединенных Штатов. Билл работал в «Goldman Sachs» с момента окончания школы бизнеса Amos Tuck Дартмутского колледжа в 1985. Г-н Уэллс также является директором «Annuity and Life Re Holdings», компании, зарегистрированной на фондовой бирже Бермудских островов.

Следующие члены Совета освободили занимаемую должность или не были переизбраны в Совет в 2015 году; Маркус Родс, Дэвид Боттинг, Дэнис Лэй и Джулиан Хаммонд.

Должностные лица

Ниже приведен список должностных лиц Компании по состоянию на 31 декабря 2015 года, в дополнение к тем должностным лицам, которые также являются директорами (перечислены в приведенной выше таблице)

ФИО и место жительства	Должность в Компании	Основное место работы в течение последних пяти лет
Джулиан Хаммонд Лондон, Англия	Ген. директор и главный комм. Директор	Сейчас ген. директор и главный комм. директор Tethys, бывший исполн. директор с 17 января 2012 по 10 июня 2015. Г-н Хаммонд был заместителем генерального директора с февраля 2011 до июля 2012, когда он занял пост ген.

		директора. Сейчас вице-президент по операциям Tethys.
Лука Чачибая Алматы, Казахстан	Вице-президент, главный директор по производству и директор трех казахстанских филиалов	Сейчас вице-президент по операциям Tethys. До июля 2008 г-н Чачибая был нефтегазовым инженером, имея 11 лет работы в компании «Schlumberger Oilfield International» на различных инженерных и руководящих должностях.
Розмари Джонсон Сабина ОБЕ Лондон, Англия	Вице-президент по геологоразведке	В настоящее время вице-президент по разведке Tethys начиная с сентября 2007
Джордж Мирцхулава, Тбилиси Грузия	Вице-президент по корпоративному развитию и управлению активами	Вице-президент по корпоративному развитию и управлению активами Tethys. Ранее вице-президент по корпоративному развитию и планированию Tethys и ген. директор «Tethys Kazakhstan SA». Перед этим г-н Мирцхулава был коммерческим вице-президентом и главой казахстанского хозяйственного подразделения Tethys.
Клайв Оливер Гернси, Британские о-ва	Сейчас исп. обяз. фин. дир./корпор. секретаря	Сейчас исп. обяз. фин. дир./корпор. секретаря Tethys, а ранее, с 12 августа 2013 по 1 сентября 2015 вице-президент по финансам. Г-н Оливер был ранее директором департамента финансовых операций в «Essar», а до этого занимал должности финансового директора в «Charles Taylor PLC» и руководящие должности в «Deloitte & Touche» в Лондоне и Австралии
Грехэм Уолл Тбилиси, Грузия	Глав. испол. директор	В настоящее время главный исполнительный директор Tethys с февраля 2010. До этого г-н Уолл был техническим вице-президентом Tethys с 2006.

Следующие должностные лица покинули компанию в течение 2015 года: Марк Сарссам, Стивен Эллиот, Сабин Росси, и Мамука Мурджикнели.

Все сроки полномочий директоров Компании истекают в ближайшее время их отставки, закрытие следующего годового собрания акционеров, собранного по выборам директора (если таковой назначен Советом директоров), третья годовщина утверждения их избрания акционерами, их выход на пенсию в соответствии с Учредительным договором и Уставом или на такие другие даты, когда их могут удалить в соответствии с Законом о компаниях (редакция 2007) Каймановых островов.

По состоянию на 31 декабря 2015 года директора и должностные лица Компании, в качестве группы, фактически владели, или контролировали или управляли, прямо или косвенно, 4,057,217 обыкновенными акциями или, примерно, 1,2% от выпущенных обыкновенных акций. Информация по количеству ценных бумаг в фактической собственности, не находящихся в пределах компетенции Компании, была предоставлена соответствующим директорам и должностным лицам Компании в отдельности.

Корпоративные приказы о запрете торговли ценными бумагами

Никто из директоров или должностных лиц Компании, в течение 10 лет до даты этой годовой информационной формы, не был директором, генеральным директором или финансовым директором какой-либо компании, которая:

- (i) была предметом приказа о запрещении торговли ценными бумагами, приказу, схожему с запретом торговли ценными бумагами или приказу, отказывавшему в доступе соответствующей компании к какому-либо исключению в соответствии с законодательством о ценных бумагах, который был в силе в течение более чем 30 дней подряд, опубликован в то время как директор или должностное лицо исполняло обязанности в качестве директора, генерального директора или финансового директора соответствующей компании; или
- (ii) была предметом приказа о запрещении торговли ценными бумагами, приказу, схожему с запретом торговли ценными бумагами или приказу, отказывавшему в доступе соответствующей компании к какому-либо исключению в соответствии с законодательством о ценных бумагах, который был в силе в течение периода более 30 дней подряд, опубликован после того, как директор или должностное лицо перестало быть директором, генеральным директором или финансовым директором и что имело место в результате события, которое произошло, в то время как это лицо действовало в качестве директора, генерального директора или главного финансового директора.

Банкротство

За исключением случаев, описанных ниже, никто из директоров или должностных лиц Компании, или акционер, владеющий достаточным количеством ценных бумаг Компании, чтобы оказывать существенное влияние на контроль над Компанией:

- (i) не является, на дату данной годовой информационной формы, или был в течение 10 лет до даты данной годовой информационной формы, директором или должностным лицом какой-либо компании, которая, в то время как это лицо действовало в данном качестве, или в течение года как это лицо перестало действовать в данном качестве, стала банкротом, сделала предложение в соответствии с законодательством, касающимся банкротства или несостоятельности или подлежит или инициировано какое-либо судебное разбирательство, договоренность или компромисс с кредиторами или назначили судебного распорядителя, администратора или попечителя по управлению активами; или
- (ii) не стал, в течение 10 лет до даты настоящей годовой информационной формы, банкротом, сделал предложение в соответствии с законодательством, касающимся банкротства или несостоятельности, или стал объектом или инициировано какое-либо судебное разбирательство, договоренность или компромисс с кредиторами, или назначили судебного распорядителя, администратора или попечителя по управлению активами директора, должностного лица или акционера.

Дэвид Хендерсон является членом «WBH Energy», LP, «WBH Energy Partners», LLC и «WBH Energy GP», LLC (субъекты **WBH**). В результате падения цен на нефть, субъекты WBH подали добровольные ходатайства в соответствии с главой 11 Кодекса о банкротстве США в Западном округе штата Техас по состоянию на 4 января 2015 г. Субъекты WBH были проданы и прекратили деятельность, начиная с 9 сентября 2015.

Штрафные санкции

Никто из директоров или должностных лиц Компании, никакой-либо акционер, владеющий достаточным количеством ценных бумаг Компании, чтобы оказывать существенное влияние на контроль над Компанией, не подвергался:

- (i) каким-либо штрафным санкциям, наложенных судом, в отношении законодательства о ценных бумагах или регулирующим органом по ценным бумагам или заключал соглашения об отступном с регулирующим органом по ценным бумагам; или
- (ii) каким-либо штрафным санкциям, наложенных судом или регулирующим органом, которые, вероятно, будут считаться важными для разумного инвестора при принятии инвестиционного решения.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Некоторые должностные лица и директора Компании также являются должностными лицами и/или директорами других компаний, занятых в нефтегазовой отрасли в целом. В результате могут возникнуть ситуации, когда интересы такого директора и должностных лиц, так как они связаны с компанией, вступают в конфликт с их интересами как директорами и сотрудниками других компаний. Разрешение таких конфликтов регулируется действующим законодательством Каймановых островов, которое требует, чтобы директора осуществляли свою деятельность честно, добросовестно и с целью наилучшего обеспечения интересов Компании. Конфликты, если таковые имеются, будут обрабатываться в соответствии с процедурами и средствами, изложенными в таких законах. Учредительный договор и Устав предусматривают, что в случае, если у директора есть интерес в предлагаемой сделке или соглашении, директор должен раскрыть характер и степень его любой материальной заинтересованности в такой предполагаемой сделке и его интерес или отношение к какой-либо другой сторонней сделке или соглашению. Такой директор не имеет права голоса в отношении вопросов, в которых у него есть материальная заинтересованность или которые относятся к его назначению в качестве должностного лица или оплачиваемой должности в Компании.

Смотрите «*Факторы риска – Конфликт интересов*» для описания конфликтов, которые могут возникнуть в отношениях между Компанией и некоторыми ее директорами.

ПРОМОУТЕР

Ни одно лицо или компания, не были, в двух самых последних завершенных финансовых годах или в течение текущего финансового года, промоутерами Компании в рамках значения применимого канадского законодательства о ценных бумагах.

ОТЧЕТ О КОРПОРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ

С точки зрения требований корпоративного управления Компания руководствуется Национальным Стандартом 58-101 - *Раскрытие информации о практике корпоративного управления*, и как таковое требует его включения в циркуляр информации административного управления, который будет распространен в преддверии годового общего собрания, назначенного на 31 мая 2016 года, раскрытие информации, требуемое по форме 58-101F1 в отношении изложенных в нем вопросов, и в соответствии с национальной политикой 58-201 - Руководство по корпоративному управлению (NP 58-201). NP 58-201 доступно на веб-сайте Комиссии по ценным бумагам Онтарио: www.osc.gov.on.ca/.

В соответствии с пунктом 7.2 Правил раскрытия и прозрачности информации Инспекции по контролю за деятельностью финансовых организаций Великобритании, в качестве иностранной компании с листингом в сегменте «Стандарт» в Великобритании, Компания обязана подготовить заявление по корпоративному управлению.

По состоянию на 31 декабря 2015 года Компания находится в полном соответствии с большинством положений NP 58-201; тем не менее, существует ряд следующих исключений:

- Независимые члены Совета Директоров не проводят регулярно запланированные заседания, на которых зависимые директора и члены управления не приглашаются; тем не менее, рядовые директора проводят

такие заседания, когда нет руководства, и Совет призывается проводить такие встречи в целях содействия осуществлению суждения независимого директора. Кроме того, Совет проводит закрытые собрания для независимых членов в течение каждого заседания Совета «лицом к лицу», чтобы содействовать открытому и откровенному обсуждению среди независимых директоров.

- Председатель Совета Директоров, Джон Белл, не является независимым директором, поскольку он является исполнительным председателем Компании. Для того, чтобы обеспечить руководство в качестве независимого директора, Совет поощряет связи между независимыми директорами и будет рассматривать вопрос о назначении независимого члена в качестве ведущего независимого директора, чтобы дать указания другим независимым директорам.
- Компания в настоящее время не имеет каких-либо формальных мер для независимых директоров, получая отзывы непосредственно от заинтересованных сторон.
- Компания не имеет никакой формальной процедуры оценки эффективности отдельных директоров, так как Совет Директоров считает, что такие оценки, как правило, более подходят для корпораций значительно большего размера и сложности, чем Компания, и у которых могут быть значительно более большие Советы директоров. Тем не менее, неисполнительным директорам рекомендуется периодически встречаться для обсуждения работы исполнительных директоров и доклада о своих выводах Председателю.
- Совет не разработал письменные должностные инструкции для Председателя соответствующих комитетов Совета.
- Кроме того, Компания не приняла политику для представительства женщин в Совете, задач по количеству женщин в Совете/или сроков правления должностных лиц и директоров, каждый, как описано ниже.

Введение

Совет директоров стремится к высоким стандартам практики корпоративного управления. Совет считает, что это обязательство не только в интересах акционеров, но и что оно также способствует эффективному принятию решений на уровне Совета директоров. Совет считает, что его подход к корпоративному управлению является целесообразным и продолжает работать в увязке с рекомендациями, действующими на данный момент, и содержащимися в NP 58 201. Кроме того, Совет отслеживает и рассматривает реализацию стандартов корпоративного управления, которые предлагаются различными канадскими регулирующими органами.

Совет Директоров

Совет Директоров отвечает за контроль за проведением хозяйственной деятельности Компании и надзором за руководством, которое отвечает за ежедневное проведение хозяйственной деятельности Компании. По состоянию на 31 декабря 2015 года и на дату данной годовой информационной формы, Совет директоров состоял из семи директоров. Директор является "независимым" по смыслу статьи 1.4 NI 52-110, если он не имеет никаких прямых или косвенных существенных взаимоотношений с Компанией, которая, по мнению Совета директоров, могла бы препятствовать осуществлению независимого суждения члена. Кроме того, под NI 52-110, некоторые лица считаются как имеющие «материальные взаимосвязи» с Компанией, в том числе любое лицо, чей близкий родственник является, или недавно был, исполнительным должностным лицом Компании. Исходя из приведенного выше определения, в Совет было 6 независимых директоров и 1 директор, который не является независимым по состоянию на 31 декабря 2015.

Статус независимого директора				
ФИО	Управление	Независимый	Зависимый	Причина зависимого статуса
Джон Белл	√		√	Г-н Белл является исполнительным председателем
Александр Абрамов		√		нет данных
Адеола Огунсеми		√		нет данных
Дэвид Хендерсон		√		нет данных

Джеймс Ролс		√		нет данных
Дэвид Робертс		√		нет данных
Уильям Уэллс		√		нет данных

По состоянию на дату данной годовой информационной формы, Джон Белл является независимым неисполнительным директором, в качестве сопредседателя с Александром Абрамовым.

Избрание директоров

В настоящее время у Компании есть семь директоров, все они будут занимать эти должности до следующего ежегодно общего собрания акционеров или пока их преемники не будут должным образом избраны, если их должность не освободится в более ранние сроки. Директора ежегодно избираются акционерами Компании на ежегодном общем собрании акционеров. Совет рассматривает состав своего членства на ежегодной основе и определяет соответствующий размер Совета.

В августе и июне 2015, следующие директора ушли в отставку: Дэнис Лэй, Джулиан Хаммонд, Маркус Роудс и Дэвид Боттинг. Присутствие бывших директоров на совете и заседании комитетов не упоминается в приведенной ниже таблице. Адеола Огунсеми был назначен директором в июне 2015, а Александр Абрамов и Уильям Пол Уэллс были назначены в ноябре 2015. Приведенная ниже таблица относится к участию в совещаниях, проводимых с момента их назначения:

Директор	Совет	Комитет по аудиту	Комитет по кадрам и вознаграждениям	Комитет по запасам
Джон Белл	41/41	нет данных	нет данных	нет данных
Джеймс Ролс	40/41	6/6	3/3	5/5
Дэвид Хендерсон	39/41	5/5	5/6	5/5
Дэвид Робертс	31/41	нет данных	18/18	5/5
Адеола Огунсеми	26/34	2/2	5/6	нет данных
Уильям Пол Уэллс	6/6	нет данных	нет данных	нет данных
Александр Абрамов	3/6	нет данных	нет данных	нет данных

(1) Выше только отражается присутствие на встречах, проведенных в 2015 году, с момента назначения в случае Адеола Огунсеми, Уильяма Пола Уэллса и Александра Абрамова.

Некоторые из директоров также являются директорами других эмитентов отчетности (или эквивалентов) в канадской или иностранной юрисдикции, как указано в таблице ниже:

ФИО	Подотчетный эмитент
Джон Белл	Gulfsands Petroleum Limited
Уильям П. Уэллс	Annuity and Life Re Holdings

Мандат Совета директоров

Совет принял официальный письменный устав («Устав Совета») в ноябре 2010 г. Он был пересмотрен и обновлен в сентябре 2013 г. Мандат Совета заключается в надзоре за руководством деятельностью Компании и быть распорядителем Компании в наилучших интересах Компании. В соответствии с Уставом Совета, сферу компетенций Совета включают в себя следующее:

- Обзор и утверждение стратегических, деловых планов и плана капиталовложений Компании.
- Обзор основных рисков деятельности Компании и контроль за реализацией руководством соответствующих систем управления такими рисками.
- Обзор последних событий, которые могут повлиять на стратегию развития Компании.
- Разработка и внедрение программ для руководства и планирования преемственности Совета, включая развитие в рамках организации.
- Обзор, утверждение и внесение необходимых изменений, политика по раскрытию информации, взаимодействию и операциям с использованием конфиденциальной информации и мониторинг практики управления для обеспечения надлежащей, справедливой и своевременной передачи информации о Компании.
- Обеспечение разработки специальных и соответствующих корпоративных систем измерения и реализация соответствующих механизмов внутреннего контроля и системы управления информацией с учетом эффективности деятельности и целостности этого.
- Обзор и утверждение принципов корпоративного управления, применимых к Компании, и в соответствии с законодательными и нормативными требованиями.
- Обзор соблюдения Компанией и ее филиалами своих учредительных документов, а также законов и правил своих юрисдикций и других применимых законов, и правил, в том числе любых фондовых бирж, на которых ценные бумаги Компании могут котируются.
- Утверждение промежуточных и годовых финансовых отчетов.
- Совет несет ответственность за, насколько это возможно, удостоверение в добропорядочности исполнительного председателя, генерального директора и главного финансового директора, и других должностных лиц, и что исполнительный председатель, генеральный директор и главный финансовый директор и другие должностные лица создают культуру добропорядочности по всей организации.

Совет считает, что руководство несет ответственность за эффективное, действенное и разумное управление ежедневных операций Компании под руководством Совета.

Описание должностей

Устав Совета содержит описание должностей для Председателя Совета. Председатель отвечает за руководство работой Совета, эффективную организацию и проведение функции Совета и за инструктирование всех директоров в отношении вопросов, возникающих на заседаниях Совета. Председатель также несет ответственность за взаимодействие с акционерами и организацию оценки деятельности Совета. Исполнительный председатель является руководителем организации и возглавляет Совет и исполнительный совет. Он, как ожидается, применяет деловую хватку и стратегическое видение для управления Компанией и улучшения ее конкурентного состояния, направляя разработку стратегии Компании совместно с Советом и с участием генерального директора.

Совет не разработал письменные должностные инструкции для Председателя соответствующих комитетов Совета. На финансовый год, закончившийся 31 декабря 2015 года, у Совета было четыре постоянных комитета, все состояли из независимых директоров, за исключением Исполнительного совета (исполнительный комитет). Совет делегировал определенные обязанности каждому из своих комитетов, и они подчиняются и дают рекомендации Совету на регулярной основе. Председатель каждого комитета, как ожидается, будет отвечать за обеспечение того, чтобы письменным сферам компетенций комитета, для которого он выступает в качестве Председателя, придерживались, и чтобы цели каждого комитета осуществлялись.

Комитеты в Совете директоров

По состоянию на 31 декабря 2015 года четыре постоянных комитета Компании - это комитет по аудиту, Комитет по кадрам и вознаграждениям, Комитет запасов и Исполнительный совет (Исполнительный комитет). Исполнительный совет представляет Джон Белл, только Председатель, и он не проводил заседаний в 2015 году. Комитет по стратегическим рискам был прекращен в ноябре 2014 года, а его функции взял на себя Совет.

Постоянные комитеты состоят из членов и под председательством лиц в следующей таблице.

Комитет	Члены	Независимые
Комитет по аудиту	Маркус Роудс, Председатель (до 10 июня 2015)	Да
		Да
	Адеола Огунсеми, Председатель (с 11 июня 2015)	Да
	Дэвид Боттинг (до 23 марта 2015)	Да
	Дэвид Хендерсон (с 23 марта 2015) Джеймс Ролс	Да
Комитет по кадрам и вознаграждениям	Дэвид Боттинг, Председатель до 10 августа 2015)	Да
		Да
	Дэвид Хендерсон, Председатель (с 11 августа 2015)	Да
	Дэвид Робертс	Да
	Адеола Огунсеми (с 11 июня 2015)	Да
Комитет по запасам	Дэвид Робертс, Председатель	Да
	Дэвид Хендерсон	Да
	Джеймс Ролс	Да
Исполнительный совет (Исполнительный комитет)	Джон Белл, Председатель	Нет

Совет установил должностные инструкции для генерального директора. Генеральный директор возглавляет ежедневное управление деятельностью, включая операции, разведку, реализацию коммерческого и делового развития, работая в тесном контакте с и вносят вклад в работу Исполнительного председателя по разработке стратегии Компании. Совет одобряет цели, задачи и политику, в рамках которой работает Компания, а затем рассматривает и оценивает эффективность по этим целям. В тоже время, исполнительный председатель и генеральный директор держат Совет полностью информированным о прогрессе Компании к достижению своих поставленных целей и всех значимых отклонениях.

Карьера и непрерывное образование

Карьера директора

В соответствии с Уставом Совета, Председатель и корпоративный секретарь несут ответственность за обеспечение программы введения в должность для новых директоров и за периодическое предоставление материалов для всех директоров по вопросам, которые помогли бы им в выполнении своих обязанностей. Когда новый директор избирается в состав Совета, ему будет доставлено письмо о назначении с изложением его обязанностей, ответственности, роли Совета, его комитетов и его директоров, характер и функционирование бизнеса эмитента, вознаграждение и пакет введения в должность, включая материал, который поможет директору ознакомиться с Компанией. В течение трех месяцев с момента назначения в состав Совета, каждый новый директор будет тратить время на посещение офисов компании для личного инструктажа должностным лицом о ценностях компании, операциях, корпоративных интересах, стратегических планах, финансовых отчетах и основной политике.

Непрерывное образование директоров

В соответствии с Уставом Совета, корпоративный секретарь предупредит директоров о возможностях, чтобы лучше понять свои обязанности корпоративного управления посредством программ непрерывного образования. Кроме того, директорам предлагается посетить объекты Компании, взаимодействовать с руководством и сотрудниками, а также быть в курсе событий отрасли и развивающегося бизнеса Компании.

Этические нормы ведения бизнеса

Компания приняла письменный кодекс делового поведения и этики (Кодекс), который относится к директорам, должностным лицам и сотрудникам Компании, копию которого можно получить в соответствии с профилем Компании по SEDAR (система электронного анализа и поиска документов) на www.sedar.com. Компания ожидает, что все директора, должностные лица и сотрудники будут вести себя этично в любое время в соответствии с настоящим Кодексом.

Совет директоров принимает разумные меры по контролю за соблюдением Кодекса, требуя от сотрудников, с началом работы и, иным образом, по указанию руководства, подписать копию Кодекса, подтверждающую, что сотрудник прочитал, понял и будет соблюдать Кодекс. Кодекс рекомендует, чтобы сотрудник сообщал своему руководителю или Совету о возможном незетичном поведении и нарушении Кодекса. Секретарь Компании действует в качестве контролера за соблюдением таких вопросов.

В дополнение к Кодексу, Компания приняла Устав Комитета по аудиту и политику корпоративного информирования (Политика) в отношении нарушений бухгалтерского учета и аудита. Политика предоставляет директорам, должностным лицам и сотрудникам конфиденциальную независимую «горячую линию», чтобы сообщать о любых проблемах в отношении финансовых вопросов компании. Подробная информация о Политике была распространена среди сотрудников и «горячая линия» работает на английском и русском языках. В случае, если физическое лицо не желает использовать эту систему, они могут и должны направлять любые проблемы бухгалтерского учета и аудита корпоративному секретарю на анонимной основе. Компания также приняла раскрытие информации и политику операций с использованием конфиденциальной информации, чтобы обеспечить взаимодействие инвестирующей общественности о Компании своевременным, фактическим и точным в соответствии с действующими законодательными и нормативными требованиями, а также способствовать тому, чтобы директора, должностные лица и другие инсайдеры Компании понимали и соблюдали ограничения по операциям с использованием конфиденциальной информации в соответствии с действующим законодательством о ценных бумагах.

С начала совсем недавно завершеного финансового года Компании, никаких отчетов о значимых изменениях не поступало, относящихся к какому-либо поведению директора или должностного лица, представляющего собой отход от Кодекса.

Совет поощряет и способствует развитию культуры этического ведения бизнеса путем назначения директоров, которые демонстрируют добропорядочность и высокие этические стандарты в своих деловых отношениях и личных делах. Директора обязаны соблюдать Кодекс и, как ожидается, принимать ответственные и этические решения при выполнении своих обязанностей, тем самым подавая пример стандарта, который руководство и сотрудники должны придерживаться.

Совет требует, чтобы генеральный директор и другие должностные лица действовали добропорядочно и укрепляли культуру добропорядочности по всей компании. Совет директоров несет ответственность за рассмотрение отклонений от Кодекса, рассматривая и, либо предоставляя или отказывая в разрешении на отступление от Кодекса, и раскрывая информацию о каких-либо отступлениях, которые предоставляются в соответствии с действующим законодательством. Кроме того, Совет несет ответственность за реагирование на потенциальный конфликт интересов, в частности, в отношении с рассмотрения существующих или предлагаемых сделок и соглашений, в отношении которых директора или должностные лица сообщают, что у них нет материальной заинтересованности. Директора и должностные лица обязаны раскрывать какую-либо заинтересованность, и степень, независимо от того, насколько она мала, свою заинтересованность в какой-либо сделке или соглашении с Компанией, а также, что директора освобождают себя от заседаний на Совете и голосовании в отношении сделок, в которых они заинтересованы. Принимая эти меры, Совет стремится обеспечить, чтобы директора выносили независимое суждение, прозрачное по отношению директоров и должностных лиц друг к другу и Компании, при рассмотрении сделок и соглашений, в отношении которых у директоров и должностных лиц есть заинтересованность.

Политика борьбы со взяточничеством

Компания ввела в действие политику по борьбе со взяточничеством в 2011 году. Политика запрещает предложение, предоставление, вымогательство или принятие каких-либо взяток, будь то денежные средства или иной стимул от любого лица или компании или любому лицу или компании, где бы они не располагались, и будь они публичным должностным лицом или органом или частным лицом или компанией, любым отдельным сотрудником, агентом или другим лицом или органом, действующим от имени Компании с целью получения каких-либо коммерческих, договорных или нормативных выгод для Компании, таким образом, который является неэтичным или для того, чтобы получить какую-либо личную выгоду, денежную или иную, для субъекта или любого, связанного с субъектом.

Политика была внедрена в масштабах всей компании и был назначен сотрудник по борьбе со взяточничеством для обеспечения следующего:

Пропорциональные процедуры

Процедуры пропорциональны рискам взяточничества, с которыми сталкиваются, и характеру, масштабу и сложности деятельности Компании. Они также являются ясными, практически реализуемыми и исполняемыми.

Высокоуровневое обязательство

Высшее руководство способствует формированию культуры, где взяточничество никогда не приемлемо.

Оценка риска

Компания оценивает характер и степень своего воздействия на потенциальные внешние и внутренние риски взяточничества, совершаемых от его имени, лицами, связанными с Компанией. Оценка является периодической.

Комплексная проверка

Компания применяет комплексную проверку в отношении лиц, которые выполняют или будут выполнять услуги для или от имени Компании с целью уменьшения идентифицированных рисков взяточничества. Процедура комплексной проверки по борьбе с взяточничеством для новых и действующих поставщиков услуг была введена и реализована Компанией, за которой последовала тщательная подготовка сотрудников по новым процедурам в Казахстане.

Взаимодействие

Через внутреннее и внешнее взаимодействие, включая подготовку обучение, Компания стремится к тому, чтобы ее политика по предотвращению взяточничества внедрялась и понималась по всей Компании.

Мониторинг и обзор

Компания ведет мониторинг и рассматривает процедуры, предназначенные для предотвращения взяточничества со стороны лиц, связанных с ней. Сотрудник по соблюдению требований антикоррупционного законодательства реализовал обширный тренинг по Политике Компании в борьбе со взяточничеством в Казахстане, Таджикистане и

Узбекистане на своем первоначальном внедрении в 2012 году, и дальнейшее обучение проводилось с помощью ключевого персонала в ходе 2013 г. Старшее руководство приняло участие в дальнейшей презентации в 2014 г.

В 2015 году компания обновила свою политику по борьбе со взяточничеством до более детального, предписывающего формата, который включает в себя процедуры для документирования каких-либо благотворительных пожертвований и любых платежей для путешествий или задействования каких-либо должностных лиц.

Сотрудник по соблюдению требований антикоррупционного законодательства, Комитет по экспертизе рассмотрения нормативным требованиям и юридический отдел в настоящее время работают вместе в процессе задействования каких-либо новых деловых отношений (в том числе поставщиков услуг, продавцов и покупателей), а также сохранение существующих отношений с целью снижения рисков взяточничества. Комитет по экспертизе рассмотрения нормативным требованиям был создан для обзора и утверждения процесса и повышения осведомленности о возможных средних или высоких рисках взяточничества в Компании.

Назначение директоров и компенсация

Комитет по кадрам и вознаграждениям состоит исключительно из независимых директоров и отвечает за поиск новых кандидатов для вхождения в состав Совета директоров. Комитет отвечает за поиск квалифицированных кандидатов, рекомендуя кандидатуры для избрания в качестве директоров и назначении директоров в комитеты. От Комитета по компенсациям и назначениям требуется объективно рассмотреть, помимо всего прочего, независимость кандидата, финансовую и техническую дальновидность, навыки, этические нормы, карьерный опыт, финансовые обязательства и риски, понимание фидуциарных обязанностей и наличие времени для посвящения обязанностям Совета директоров в вынесении своих рекомендаций по выдвижению в состав Совета директоров. Комитет рассматривает состав и размер совета директоров и срок пребывания директора в преддверии ежегодных общих собраний, когда директора наиболее обычно избираются акционерами Компании, а также, когда отдельные директора указывают, что их срок может закончиться или что их статус может измениться. Комитет по кадрам и вознаграждениям призывает всех директоров принимать участие в рассмотрении вопроса о необходимости и в поиске и привлечении новых кандидатов для избрания в Совет директоров; консультирование по внешнему подбору руководящих кадров также можно использовать для этой цели. При этом, Комитет по кадрам и вознаграждениям требует от директоров обращать внимание на набор навыков, которые считаются, время от времени, самыми желанными у предлагаемых кандидатур для Совета директоров.

Что касается компенсации, Комитет по кадрам и вознаграждениям рассматривает и утверждает корпоративные цели и задачи, имеющие отношение к компенсации Исполнительного председателя, оценивает его работу в свете этих корпоративных целей и задач и определяет или дает рекомендации Совету директоров относительно уровня компенсации на основе этой оценки. Этот комитет также рассматривает и, если это будет сочтено целесообразным, одобряет рекомендации в отношении компенсации должностным лицам и исполнительным директорам и планов материального поощрения Компании. Это включает в себя обзор зарплаты руководителей Компании и других философов человеческих ресурсов и политики, обзор и управление бонусами Компании, опционы на акции и план покупки акций и подготовки и представления доклада для включения в ежегодные непрерывные документы по раскрытию информации, в соответствии с требованиями. Комитет по кадрам и вознаграждениям проводит внешние профессиональные консультации, если требуется.

Комитет по кадрам и вознаграждениям состоит полностью из неуправленческих членов Совета директоров и требуется его проведение, по крайней мере, два раза в год.

Комитет по кадрам и вознаграждениям имеет письменный устав, который четко устанавливает цели Комитета, обязанности, квалификации членов, назначения и отстранения членов, структуру и деятельность, а также порядок отчетности Совету директоров.

Функция Комитета по аудиту изложена подробно ниже.

Комитета Устав по Аудиту

Комитет по аудиту отвечает за обзор процедур финансовой отчетности Компании, внутреннего контроля и эффективности внешних аудиторов. Устав Комитета по аудиту Tethys был пересмотрен и обновлен в марте 2013 года и копия этого обновленного устава выложена в Приложении С-1 настоящей годовой информационной формы.

Состав Комитета по аудиту

Все члены комитета считаются независимыми и финансово грамотными в рамках значения NI 52-110. Комитет по аудиту имеет определенный мандат и несет ответственность за рассмотрение и контроль функций внешнего аудита, рекомендуя внешнего аудитора и условия такого назначения или увольнения, рассматривая внешние аудиторские отчеты и существенные результаты и рассмотрение, и вынесение рекомендаций на утверждение Совета директоров всех государственных финансовых данных, таких как финансовые отчеты, обсуждение и анализ руководства, годовые информационные формы и проспекты.

Необходимое образование и опыт членов Комитета по аудиту

Адеола Огунсеми (Председатель с 11 июня 2015)

Адеола Огунсеми является опытным профессионалом по нефти и газа с 16-летним опытом работы в промышленности из его общего 20-летнего стажа работы. В настоящее время он является главным финансовым директором «Oando Energy Resources», ведущей африканской компании по разведке и добыче нефти, зарегистрированной на TSX в Канаде и работал в компании и ее филиале более 6 лет. Он работал с «BP America» 5 лет, поднявшись до заместителя главного бухгалтера-контроллера.

До прихода в «BP America», он работал на «Northern Illinois Gas» в Чикаго, США, в течение 4-х лет, торговой палате Чикаголенд и «Midas International» в Чикаго, США.

Адеола получил степень магистра делового администрирования (MBA) в области финансов и стратегического менеджмента в Университете Чикаго школы бизнеса Буг в 2003 году и степень бакалавра наук в области бухгалтерского учета и финансов Университета Де Пола в Чикаго в 2000 году. Он также является дипломированным бухгалтером глобального менеджмента (CGMA) в США и ассоциированным дипломированным бухгалтером в Нигерии.

Джеймс Ролс

Г-н Джеймс Ролс был назначен неисполнительным директором Компании в сентябре 2009 г. Г-н Ролс был назначен в Комитет по аудиту 1 мая 2010 г. Г-н Ролс является квалифицированным нефтяным инженером с опытом работы свыше 38 лет промышленного опыта в области инжиниринга и финансов. Г-н Ролс в настоящее время является владельцем и руководителем «Rawls Resources, Inc», частной нефтегазодобывающей компании. Г-н Ролс работал на «Exxon Company USA» в наземной и морской разработке в качестве старшего инженера проекта, а затем перешел к успешной 12-летней карьере в банковском деле в качестве менеджера гарантированных вкладов Национального банка. С начала 1990-х годов, г-н Ролс принимал участие в бурении нефтяных и газовых скважин на суше и на море, в США и других странах. Г-н Ролс служил или служил в советах публичных компаний «Redcliffe Exploration Inc», Департаменте кредитования энергетики «Narco», «Tikal Resources Corporation» и «Aquest Energy, Ltd», а также в советах многочисленных частных компаний, профессиональных и благотворительных организаций. Он имеет степень бакалавра в области нефтяной инженерии Университета штата Миссисипи и был назван почетным членом инженерной школы Бегвелл в 2007 году.

Дэвид Хендерсон (с 23 марта 2015)

Дэвид Хендерсон был назначен директором Компании в ноябре 2014 г. Он обладает более чем 40 -летним опытом работы в нефтегазовой отрасли, охватывающей проекты в США и на международных площадках. В настоящее время он является президентом «WBH Energy Partners» и участвует в разработке наземных ресурсов в США. В настоящее время он является директором в «Herodotus Resources LLC», консалтинг по нефти и газу, а ранее он был президентом «WBH Energy Partners LLC», частной компании, ведущей разработку наземных ресурсов в США. До этого г-н Хендерсон был старшим международным вице-президентом «Pennzoil», геологоразведочной и добывающей компании, где он расширил международное присутствие «Pennzoil» и организовал ее участие в контракте подразделения АЧГ на шельфе Азербайджана. До прихода в «Pennzoil», г-н Хендерсон был старшим международным вице-президентом «Maxus Energy Corporation», где он вел переговоры по 15 контрактам в 13 странах и курировал открытие и развитие месторождений Интан и Видури на шельфе Суматры.

Использование определенных освобождений

Ни при каких обстоятельствах, с начала совсем недавно завершеного финансового года Компании, Компания не полагалась на какое-либо из следующих освобождений из NI 52-110:

- (a) *освобождение в разделе 2.4 (Малозначимые, не связанные с аудитом, услуги);*
- (b) *освобождение в подразделе 3.2(2) (Первоначальное публичное предложение акций);*
- (c) *освобождение в подразделе 3.3(2) (Контролируемые Компании);*
- (d) *освобождение в разделе 3.4 (События неподвластные контролю члена);*
- (e) *освобождение в разделе 3.5 (Смерть, инвалидность или отставка члена Комитета по аудиту);*
- (f) *освобождение в разделе 3.6 (Временное освобождение для ограниченных и исключительных обстоятельств);*
- (g) *освобождение в разделе 3.8 (Приобретение финансовой грамотности); или*
- (h) *освобождение из NI 52-110, в целом или частично, предоставленные в соответствии с частью 8 (Освобождения).*

Контроль Комитета по аудиту

Ни при каких обстоятельствах, с начала совсем недавно завершеного финансового года Компании, не принимала Советом директоров рекомендацию комитета по аудиту назначить или компенсировать внешнего аудитора.

Политика и порядок согласования

Комитет по аудиту делегировал Председателю Комитета по аудиту (или другому члену Комитета по аудиту, которому могут быть делегированы полномочия) полномочия действовать от имени Комитета по аудиту между заседаниями Комитета по аудиту в отношении предварительного утверждения аудита и разрешенных неаудитных услуг, предоставляемых внешним аудитором. Комитет по аудиту должен быть уведомлен о любых неутвержденных услугах сверх аудита и налогообложения. Председатель сообщает о любом таком предварительном утверждении на следующем заседании Комитета по аудиту.

Оплата услуг внешнего аудитора

На ежегодном общем собрании, проведенном в Гернси 11 июня 2015, «PricewaterhouseCoopers LLP», Канада, дипломированные профессиональные бухгалтера («PwC») были вновь назначены в качестве аудитора Компании. PwC были назначены в качестве аудиторов Компании 25 ноября 2014, чтобы заменить «KPMG LLP», дипломированных бухгалтеров, которые были сначала назначены в качестве аудитора Компании на 1 апреля 2014 года и которые, в свою очередь, заменили «KPMG Audit Plc», которые были впервые назначены в качестве аудитора Компании 13 мая 2011 года.

В следующей таблице приведены сведения об оплате выставленных счетов Компании и ее филиалов за профессиональные услуги, предоставленные внешними аудиторами Tethys.

<u>Тип предоставленных услуг</u>	<u>Конец года на 31 декабря 2015</u>	<u>Конец года на 31 декабря 2014</u>
Аудиторские сборы (в том числе ежеквартальные обзоры)	\$422,156	\$424,600
Сборы, связанные с аудитом	\$13,858	\$124,391
Налоговые сборы	\$7,500	\$29,000
Все прочие сборы	-	-
Итого	\$443,514	\$577,991 (1)

(1) Из совокупных взносов на сумму USD 577,991, выплаченных аудиторам Корпорации в 2014 году, USD 189,991 было выплачено KPMG и USD 388,000 было выплачено PwC.

Основные параметры систем внутреннего контроля и управления рисками, касающиеся подготовки финансовой отчетности

Цели

Целью внутреннего контроля в Tethys является обеспечение эффективной реализации стратегии и эффективной деятельности Компании, обеспечение соответствия с внутренними инструкциями, законами и правилами, достижения надлежащей финансовой отчетности, а также предотвращения мошенничества и других неправомерных действий. Основная ответственность за осуществление внутреннего контроля лежит на финансовых отделах офисов управления в пределах каждой операционной страны или в пределах головного офиса. Определение основных рисков процессов и определения адекватных контрольных точек имеет важное значение для обеспечения надлежащего уровня контроля. В каждой операционной стране рассматривается уровень внутреннего контроля, как локально, так и головным офисом, с целью разработки своих систем и принятия корректирующих мер в случае необходимости. Линейное руководство также несет ответственность за организацию достаточного контроля в целях обеспечения соблюдения общих принципов управления, политики, принципов и инструкций Компании.

Роли и обязанности

В рамках требований TSX и Комиссии по ценным бумагам Альберты, в то время как Совет директоров несет ответственность за обеспечение адекватного контроля над счетами и финансами Компании, ответственность за организацию этого контроля возлагается на генерального директора и главного финансового директора, от которых требуется обеспечить, чтобы счета компании соответствовали закону, и чтобы финансовые дела были организованы надежным образом, и подписывать с этой целью каждую подачу финансовой отчетности.

Руководители структурных подразделений несут ответственность за создание и поддержание адекватных и эффективных мер контроля своей деятельности. Ответственность за практическую реализацию этого лежит на финансовых отделах. Руководители на каждом из этих уровней несут ответственность за реализацию корпоративных принципов и инструкций по своей организации. Ответственность за оценку эффективности управления лежит в конечном счете на главном финансовом директоре.

В отношении финансовой отчетности, финансовый отдел играет главную роль в деятельности по контролю. Другие корпоративные функции также играют определенную роль в оказании помощи, обеспечении и мониторинге функционирования процедур внутреннего контроля, таких как аудит ОТОСБ.

Финансовый отдел головного офиса несет полную ответственность за оценку того, чтобы процессы и процедуры внутреннего контроля работали адекватно и эффективно.

Комитет по аудиту осуществляет контроль за финансами Компании, финансовой отчетностью и участвует в управлении рисками.

Контрольная среда

Системы оценки и управления Tethys являются фундаментом контрольной среды и обеспечивают основу для формирования осведомленности у людей и понимания вопросов контроля. Что касается финансовой отчетности:

- Исполнительный совет и корпоративное руководство несут ответственность за придание особого значения важности этических принципов и правильной финансовой отчетности
- Комитет по аудиту, назначенный Советом директоров, отвечает за контроль процесса подготовки финансовой отчетности и соответствующих элементов управления
- ясно определенные роли финансовой отчетности, обязанности и полномочия, реализованы, чтобы обеспечить четкие рамки для всех, и

- структура организации и ресурсы, выделенные в ее рамках (разделение обязанностей, адекватные профессиональные знания финансовой отчетности подобраны и сохранены), предназначены для обеспечения эффективного контроля за финансовой отчетностью.

Контрольные мероприятия

Контрольные мероприятия - это инструкции, руководящие принципы и процедуры, установленные и выполняемые, чтобы помочь гарантировать, что финансовые меры, определенные руководством как необходимые для решения соответствующих рисков, осуществляются эффективно. Политика и другие принципы, которые следует выполнять, документируются в системах управления Tethys. Наиболее важные области, с точки зрения финансовой отчетности, предоставляются процедурами, выданными главным финансовым директором или вице-президентом по финансам, после утверждения Исполнительным советом. Они устанавливают минимальные элементы контроля, которые будут использоваться, и включают в себя элементы контроля, связанные с операциями в конкретных процессах, а также средства контроля, осуществляемого в рамках ежемесячного процесса отчетности. Типичные действия по контролю включают разрешения, автоматические или ручные сверки, сторонние подтверждения, отчеты по контролю, средства управления доступом к финансовым ИТ системам и аналитическим обзорам.

Внутрифирменный обмен информацией

Информационные и коммуникационные системы позволяют персоналу Tethys получать и обмениваться информацией, необходимой для проведения, управления и контроля операциями. Что касается финансовой отчетности, то это означает, что персонал имеет доступ к адекватной информации и коммуникациям, чтобы иметь возможность применять надлежащие принципы и практики бухгалтерского учета и отчетности. Основным средством коммуникативных вопросов, имеющим отношение к соответствующей финансовой отчетности, являются инструкции, выданные главным финансовым директором.

Мониторинг

Мониторинг является ключевым компонентом системы внутреннего контроля и позволяет финансовому директору и Исполнительному совету определить функционируют ли другие компоненты системы, как следует, и обеспечить, чтобы недостатки внутреннего контроля выявлялись и сообщались своевременно лицам, ответственным для принятия корректирующих действий, руководству и Совету, по мере необходимости. Эффективный мониторинг основан на первоначальной оценке средств контроля, и они являются эффективными в снижении выявленных рисков. Постоянное функционирование средств контроля регулярно проверяется в рамках запланированных мероприятий по управлению, а эффективность средств управления может уменьшаться с течением времени из-за изменений в операционной среде, которые влияют на риски, для смягчения которых предназначены средства контроля, или из-за изменений в самих средствах контроля, вызванные изменениями в процессах, финансовых ИТ или персонале.

Другие комитеты Совета директоров

Функции Комитета по запасам и Исполнительного совета изложены или упомянуты ниже.

Комитет по запасам

Основная функция Комитета по запасам - рекомендовать привлечение оценщика запасов, обеспечить независимость оценщика запасов, пересмотреть процедуры раскрытия оценки запасов, провести независимые встречи с оценщиком запасов для обзора объема и содержания ежегодного обзора запасов, обсуждать выводы по результатам и разногласия с руководством, ежегодно оценивать работу оценщика запасов и утверждать годовой отчет по запасам Компании и формы согласия руководства и оценщика запасов к ней. Комитет по запасам выполняет аналогичную роль, как и описано выше, в случае если дополнительные независимые запасы, ресурсы или отчеты экономической оценки будут вводиться в эксплуатацию, за пределами ежегодного совместимого обзора запасов NI 51-101.

Исполнительный совет (Исполнительный комитет)

В июне 2008, Совет одобрил формирование Исполнительного совета (который функционирует в качестве исполнительного комитета). По состоянию на 31 декабря 2015 года Исполнительный совет включает в себя Джона Белла (Председатель), который является единственным исполнительным директором Компании. Цель Исполнительного совета – дать возможность Совету директоров делегировать Исполнительному совету полномочия для реагирования на ежедневные или оперативные вопросы, когда нецелесообразно созывать полное собрание Совета директоров. Исполнительный совет делает доклад Совету директоров о своих заседаниях и мероприятиях на последующих заседаниях Совета директоров.

Оценка

В настоящее время Совет, его комитеты и отдельные директора, не оцениваются регулярно с точки зрения их эффективности и вклада, так как предыдущий Совет полагал, что такие оценки, как правило, более подходят для корпораций значительно большего размера и сложности, чем Компания, и у которых могут быть значительно большие советы директоров.

Исполнительный совет регулярно проверяет работу должностных лиц Компании и, в случае возникновения каких-либо вопросов, Председатель будет затем обсуждать вопросы с Комитетом по компенсациям.

Срок пребывания в должности директора и другие механизмы обновления Совета директоров

Tethys не накладывает ограничений на срок полномочий директора или другие механизмы обновления совета. Компания не приняла ограничения на срок полномочий, поскольку она стремится к развитию и сохранению опыта в Совете, необходимого для обеспечения эффективного надзора. Кроме того, Совет пережил недавние изменения в своем составе без необходимости ограничения сроков полномочий или других механизмов обновления совета.

Политика обеспечения представленности женщин в Совете директоров

Tethys не принял письменной политики, касающейся идентификации и выдвижению женщин в состав Совета. Стремясь к разнообразию, Компания считает, что выявление и выдвижение лиц в состав Совета должно осуществляться на основе знаний и опыта кандидатов и что введение других требований усложнит эту задачу.

Учет представленности женщин при определении и избрании директоров

Tethys не рассматривает уровень представительства женщин в Совете в определении и выдвижении кандидатов для избрания или переизбрания. Компания сохраняет свою приверженность диверсификации, но полагает, что идентификация и отбор директоров должен опираться на знания и опыт кандидатов.

Учет представленности женщин при назначении должностных лиц

Tethys не рассматривает уровень представительства женщин на исполнительных руководящих должностях при принятии назначений на должность исполнительного директора. Компания считает, что назначения исполнительного директора должны делаться на основе знаний и опыта кандидатов.

Цели эмитента относительно представленности женщин в Совете директоров и среди должностных лиц

Tethys не приняла цели в отношении представленности женщин в Совете или на исполнительных должностях. Компания считает, что цели являются ненужными и будет отвлекать от концентрации внимания на знаниях и опыте кандидатов.

Число женщин в Совете директоров и среди должностных лиц

По состоянию на 31 декабря 2015 года Компания не имеет каких-либо женщин в Совете и ни одной на исполнительных должностях.

Голосующие ценные бумаги и главные держатели голосующих ценных бумаг

По состоянию на 31 декабря 2015 года, у Tethys было 336,960,387 обыкновенных акций, выпущенных и находящихся в обращении.

По сведениям директоров и должностных лиц Компании, по состоянию на дату настоящего документа, никакое лицо или компания не находятся в бенефициарной собственности или не осуществляют контроль или руководство, прямо или косвенно, более 10% права голоса, приданного ко всем выпущенным и находящимся в обращении обыкновенным акциям, кроме как указано в приведенной ниже таблице.

ФИО и место жительства акционера

Количество и доля обыкновенных акций

5

«Pope Asset Management LLC» Мемфис, Теннесси	64,266,290 19.1%
--	---------------------

Примечание:

(1) По состоянию на 31 декабря 2015 г.

Нет держателей акций со специальным правом голоса.

ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ РУКОВОДСТВА И ДРУГИХ В КРУПНЫХ СДЕЛКАХ

Кроме как раскрыто ниже и в других местах этой годовой информационной форме, руководству Компании не известно о какой-либо материальной заинтересованности, прямой или косвенной, какого-либо директора или исполнительного директора Компании, акционера Компании, которые являются бенефициарными владельцами или контролируют или распоряжаются, прямо или косвенно, более чем 10% голосующих ценных бумаг Компании или какой-либо ассоциированной компании или филиала таких лиц, в какой-либо сделке в течение трех самых последних завершённых финансовых лет или в течение текущего финансового года, что существенно повлияло или разумно ожидать существенного влияния на Компанию или иным образом раскрыто в примечаниях к аудированной консолидированной финансовой отчетности за 2015 год.

«Vazon Energy Limited»

«Vazon Energy Limited» ("Vazon") является корпорацией, учрежденной в соответствии с законодательством Гернси, в которой д-р Дэвид Робсон, бывший исполнительный председатель и президент Компании, является единственным владельцем и управляющим директором.

У Tethys был контракт по управленческим услугам с «Vazon», вступивший в силу с 27 июня 2007 года, в результате чего услуги доктора Робсона и других сотрудников «Vazon» были оказаны Компании. Общая стоимость к оплате услуг Tethys от «Vazon» за год, закончившийся 31 декабря 2014, составила USD 1,369,307 (в 2013 – USD 1,341,648).

17 июня 2013 года компания внесла депозит в размере GBP 400,000 в качестве обеспечения сумм, причитающимся «Vazon» по контракту оказания управленческих услуг.

4 ноября 2014 года «Vazon» дала требуемое уведомление за год о расторжении контракта по управленческим услугам.

В течение 2015 года окончательный расчет был согласован с «Vazon» и произведена оплата из средств, указанных в предшествующих пунктах депозитного счета. Общая сумма выплат, сделанная в «Vazon» в течение 2015, года составила USD 674,792.

«Oilfield Production Consultants»

«Oilfield Production Consultants (OPC) Limited», «Oilfield Production Consultants (OPC) Asia LLC» и «Oilfield Production Consultants USA LLC» (коллективно как OPC) имели одного общего бывшего директора Компании, Пирс Джонсон. Г-н Джонсон ушел с поста директора Компании 17 ноября 2014 г. Общая сумма вознаграждения за год, закончившийся 31 декабря 2014, составила USD 55,887 (в 2013 – USD 133,304). Эти сборы составили значительно меньше 1% от оборота OPC. OPC участвовали в кредитном финансировании 2014 года, описанном в примечании 21.1, авансируя USD 400,000 Компании. Причитающаяся сумма OPC на 31 декабря 2014 года была USD 349,774. В течение 2015 года не было проведено никаких сделок.

Операции со связанными сторонами с ключевым управленческим персоналом

Два сотрудника Компании участвовали в кредитном финансировании 2011 года, на которое они получили 75,000 и 232,620 варранта по справедливой стоимости USD 6,143 и USD 21,983 соответственно. Предоставленные кредиты составили USD 150,000 и GBP 300,000 соответственно, и были продлены по истечении их срока на один год на дополнительный срок в один год на тех же условиях и на условиях, предоставляемых несвязанным сторонам, за исключением того, что варранты, выданные первоначально, не были продлены. По продлению, имел место перевыпуск 75,000 и 232,620 варрантов по справедливой стоимости USD 2,940 и USD 25,891 соответственно. Эти кредиты были погашены в полном объеме в феврале 2014 года и варранты истекли в мае и июне 2014.

Посол Халилзад был неисполнительным директором Компании до его отставки 6 ноября 2014 г. Его компания, «Khalilzad Associates», предоставляет консультационные услуги по развитию бизнеса. Общая сумма вознаграждения за эти услуги составила USD 45,000 за период, закончившийся 31 декабря 2014 (в 2013 – USD 65,502).

Д-р Дэвид Робсон, бывший исполнительный председатель и президент, имел близкого члена семьи, работающего в компании в течение 2014 и 2013 годов на стандартных условиях.

Три неисполнительных директоров и один исполнительный директор Компании принимали участие в кредитном финансировании буровой установки в 2014 году, описанном в примечании 21 консолидированной финансовой отчетности на тех же условиях, что и другие участники. Кроме того, были проведены беспроцентные авансы трем должностным лицам Компании. Авансы в течение каждого из последних трех лет и соответствующие причитающиеся остатки в конце каждого года приведены в таблице ниже.

		Конец года		Остаток на
	31 декабря 2014	31 декабря 2013	31 декабря 2014	31 декабря 2013
Займы, выданные компании:	200	-	175	-
Бывший неисполн. директор	200	-	175	-
Бывший неисполн. директор	150	-	131	-
Бывший неисполн. директор	100	-	82	-
Бывший исполн. директор (уволился)	167	-	139	-
Суммы, авансированные Компанией				
Должностное лицо	40	54	26	27
Должностное лицо	78	76	65	45
Должностное лицо	78	50	23	17

По состоянию на 31 декабря 2015 года все причитающиеся суммы, связанные с кредитным финансированием буровой установки, описанной выше, были оплачены.

АГЕНТ ПО ВЫДАЧЕ ЦЕННЫХ БУМАГ И ДЕРЖАТЕЛЬ РЕЕСТРА

Агентом по выдаче ценных бумаг и держателем реестра в Канаде является «Equity Financial Trust Company» в своих главных офисах в Торонто, Онтарио и Калгари, провинция Альберта, Канада. Держателем реестра в отношении стандартного листинга Компании на Лондонской фондовой бирже является «Capita Registrars Limited» (Гернси) с своими зарегистрированными офисами в Лонг Хьюг Хаус, Сэнт-Сэмпсон, Гернси GY2 4JN, Британские острова.

КРУПНЫЕ КОНТРАКТЫ

Единственными крупными контрактами, заключенные Компанией в течение самого последнего завершенного финансового года, или до самого последнего завершенного финансового года, которые до сих пор действуют, за исключением контрактов, заключенных в ходе обычной хозяйственной деятельности, и которые не требуется по иным причинам раскрывать в соответствии с требованиями части 12 NI 51-102, являются следующие:

1. Бохтарский КРП (договор о разделе продукции)
2. Грузинский КРП;
3. Лицензия и контракт на добычу месторождения Кызыл-Ой;
4. Контракт на добычу Аккулька;
5. Контракт на разведку Аккулька;
6. Контракт на разведку и добычу Куль-Бас;
7. Договор займа между TPL и кредитором (16 января 2015 года, с поправками, внесенными 12 марта 2016 года);
8. Соглашение о подписке между TPL и «AGR Energy» (15 мая 2015);
9. Соглашение о подписке между TPL и «AGR Energy» (30 июня 2015);
10. Соглашение о подписке между TPL и «AGR Energy Holdings» (30 июня 2015);
11. Соглашение о подписке между TPL и «Pope Asset Management, LLC» (14 июля 2015);
12. Кредитное соглашение между TPL и «Nostrum» (10 августа 2015);
13. Кредитное соглашение между TPL и «Olisol» (19 ноября 2015);
14. Инвестиционное соглашение между TPL и «Olisol» и OPL (7 декабря 2015); и
15. Соглашение о поправках между TPL и «Olisol» и OPL (2 марта 2016).

Копии крупных контрактов выше были зарегистрированы Компанией в SEDAR и доступны в Интернете по адресу www.sedar.com.

ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ ЭКСПЕРТОВ

Нет ни одного человека или компании, которые названы как подготовившие или сертифицировавшие отчет, оценку, утверждение или мнение, описанное или включенное в документах, или упомянутое в документах, выполненных в соответствии с NI 51-102, Компанией, во время или в связи с этим, совсем недавно ее завершено финансового года и чья профессия или деятельность дает полномочия для отчета, оценки, заявления или мнения, сделанного лицом или компанией, кроме «PwC» и «Gustavson». Ни один из назначенных специалистов «Gustavson» не имеет какой-либо совмещенной или бенефициарной заинтересованности, прямой или косвенной, в любых ценных бумагах Компании или иного имущества, или в зависимых компаниях или филиалах, либо на момент подготовки ими заявления, отчета или оценки, в любое время после этого, или которые будут получены ими.

«PwC» сообщило, что они являются независимыми по отношению к Компании в рамках значения правил профессионального поведения дипломированных профессиональных бухгалтеров провинции Альберта.

СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА И РЕГУЛЯТОРНЫЕ МЕРЫ

Насколько известно Компании, нет никаких судебных разбирательств, которые есть у Компании или в которых она участвовала или по которым любое ее имущество является или являлась предметом разбирательства, в течение финансового года, закончившегося 31 декабря 2015 года, которое в совокупности превышает порог, установленный в соответствии с канадским законодательством по ценным бумагам, действующим в этой годовой информационной форме, составляя 10% от оборотных активов Компании, а также отсутствуют какие-либо такие ожидаемые разбирательства, известные Компании.

Насколько известно Компании, не было никаких: (i) штрафных санкций, наложенных на Компанию судом, в отношении законодательства о ценных бумагах или регулирующим органом по ценным бумагам в течение финансового года, закончившегося 31 декабря 2015; (ii) штрафных санкций, наложенных судом или регулирующим органом в отношении Компании что, вероятно, будет сочтено важным для разумного инвестора при принятии инвестиционного решения; или (iii) мировых соглашений, которые Компания заключила перед судом в связи с законодательством о ценных бумагах или с регулирующим органом по ценным бумагам в течение последнего финансового года.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ В ОТНОШЕНИИ TETHYS ДОСТУПНА ЧЕРЕЗ ИНТЕРНЕТ НА SEDAR, КОТОРУЮ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ НА САЙТЕ: WWW.SEDAR.COM. КОПИИ ЭТОЙ ИНФОРМАЦИИ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ ПО ПРОСЬБЕ НА АДРЕС КОРПОРАТИВНОГО СЕКРЕТАРЯ TETHYS ПО ПОЧТЕ: P.O. BOX 524, ST. PETER PORT, GUERNSEY, GY1 6EL, BRITISH ISLES, ТЕЛЕФОН : +44 1481 725911, ФАКСИМИЛЕ: +44 1481 725922.

Дополнительная информация, включая информацию, касающуюся директоров Компании и вознаграждения должностных лиц, содержится в циркуляре управленческой информации Компании, подготовленной в связи с ее последним ежегодным собранием акционеров Tethys, участвующих в выборе директоров.

Дополнительная финансовая информация представлена в консолидированной финансовой отчетности Компании, и обсуждении и анализе руководства за год, закончившийся 31 декабря 2015 года. Копии таких документов можно получить по адресу: investor@tethys.com или по телефону: +44 1481 725911.

ПРИЛОЖЕНИЕ А-1

ФОРМА 51-101F2 – ДАННЫЕ ОТЧЕТА О ЗАПАСАХ НЕЗАВИСИМОГО ПРАВОВОМОЧНОГО ОЦЕНЩИКА ЗАПАСОВ

(прилагается)

7. ФОРМА 51-101F2

ДАННЫЕ ОТЧЕТА О ЗАПАСАХ НЕЗАВИСИМОГО ПРАВОМОЧНОГО ОЦЕНЩИКА ЗАПАСОВ

Это форма, указанная в пункте 2 раздела 2.1 национального стандарта 51-101 *Стандарты раскрытия информации для месторождений нефти и газа ("NI 51-101")*.

1. Термины, значение которых прописано в NI 51-101, имеют то же значение в данной форме.
2. Отчет о данных по запасам, упомянутых в пункте 2 раздела 2.1 NI 51-101, который должен готовиться одним или более квалифицированными экспертами по оценке запасов или аудиторами, независимыми от отчетности эмитента, должен, по всем существенным аспектам, быть следующим:

Отчет о данных по запасам

Для Совета директоров «Tethys Petroleum Limited» («Компания»):

1. Мы провели оценку данных Компании о запасах по состоянию на 31 декабря 2015 года. Компания имеет ликвидные запасы нефти, газа и природного газа, оцененные на 31 декабря 2015 года. Были оценены соответствующие будущие чистые доходы.
2. Данные о запасах являются ответственностью руководства Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данных по запасам на основе нашей оценки.

Мы провели нашу оценку в соответствии со стандартами, установленными в канадском справочнике по оценке нефти и газа (далее «Справочник COGE»), подготовленном совместно Обществом инженеров по оценке нефти и газа (Отдел в Калгари) и Канадского института горного дела, металлургии и нефти (Общество геологов-нефтяников).

3. Эти стандарты требуют, чтобы мы планировали и проводили оценку для получения достаточной уверенности в том, что данные не содержат существенных искажений запасов. Оценка также включает в себя подготовку оценки данных по запасам в соответствии с принципами и определениями, представленными в Справочнике COGE.

4. В следующей таблице представлена расчетная чистая приведенная стоимость запасов Компании, оцененные нами на 31 декабря 2015 года, с использованием прогнозного ценового сценария, и определяется их соответствующее количество, которое мы оценили и довели до руководства Компании:

Независимый правомочный оценщик запасов	Описание и дата подготовки Отчета	Местоположение запасов	Чистая приведенная стоимость будущего чистого дохода (в тысячах USD, до налога на прибыль, ставка дисконтирования 10%)			
			Аудированная	Оцененная	Согласованная	Итого
Лета С. Ленсиони	Отчет об оценке 1 марта 2016	Казахстан	0	Доказанные: \$167,212 Вероятные: \$184,344 Возможные: \$239,794	0	Доказанные: \$167,212 Вероятные: \$184,344 Возможные: \$239,794

5. По нашему мнению, запасы, оцененные нами, во всех существенных аспектах, были определены и находятся в соответствии со Справочником COGE. Мы не выражаем мнения о данных по запасам, по которым мы не проводили аудит или оценку; ²однако, по нашим сведениям, все данные были оценены.
6. Мы не несем никакой ответственности по обновлению наших отчетов, упомянутых в пункте 4 для событий и обстоятельств, имевших место после даты подготовки отчетов.
7. Поскольку данные о запасах основаны на суждениях относительно будущих событий, фактические результаты могут отличаться, а колебания могут быть существенными.

Исполнено в отношении нашего отчета, упомянутого выше:

Лета С. Ленсиони, Боулдер, штат Колорадо, США, 1 марта 2016



ПРИЛОЖЕНИЕ В-1

ФОРМА 51-101F3

ОТЧЕТ РУКОВОДСТВА И ДИРЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ О ЗАПАСАХ И ПРОЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Руководство «Tethys Petroleum Limited» ("**Компания**") несет ответственность за подготовку и раскрытие информации в отношении деятельности Компании по нефти и газу, в соответствии с требованиями по регулированию ценных бумаг. Эта информация включает в себя данные по запасам, которые являются оценками доказанных запасов и вероятных запасов, и связанных с ними будущих чистых доходов по состоянию на 31 декабря 2015 года, оцененные с использованием прогнозных цен и затрат.

Независимые правомочные оценщики запасов оценили данные по запасам Компании. Отчеты этих независимых правомочных оценщиков запасов будут представлены регулирующим органам по ценным бумагам одновременно с этим отчетом.

Комитет по запасам совета директоров Компании:

- (a) рассмотрел процедуры Компании по предоставлению информации независимым правомочным оценщикам запасов;
- (b) провел обсуждение с независимыми правомочными оценщиками запасов, с помощью конференцсвязи, чтобы определить, повлияли ли какие-либо ограничения на способность независимых правомочных оценщиков запасов отчитаться без оговорок; а также
- (c) рассмотрел данные о запасах с руководством и независимыми правомочными оценщиками запасов.

Комитет по запасам совета директоров рассмотрел процедуры Компании для сбора и представления прочей информации, связанной с нефтью и газом, и рассмотрел эту информацию с руководством. Совет директоров по рекомендации Комитета по запасам, одобрил:

- (a) содержание и подачу регулирующим органам по ценным бумагам Формы 51-101F1, содержащую данные по запасам и прочую информацию по нефти и газу;
- (b) подачу Формы 51-101F2, которая является отчетом независимого правомочного оценщика запасов по данным о запасах; а также
- (c) содержание и подачу этого отчета.

Поскольку данные по запасам основаны на суждениях относительно будущих событий, фактические результаты могут отличаться и колебания могут быть существенными.

(подпись) "Дэвид Робертс"	(подпись) "Грехэм Уолл"
Дэвид Робертс	Грехэм Уолл
Директор и председатель Комитета по запасам	Генеральный директор

(подпись) "Джеймс Ролс"	(подпись) "Джулиан Хаммонд"
Джеймс Ролс	Джулиан Хаммонд
Директор и член Комитета по запасам	Генеральный директор и главный коммерческий директор

(подпись) " Дэвид Хендерсон "	
Дэвид Хендерсон	
Директор и член Комитета по запасам	

29 марта 2016

ПРИЛОЖЕНИЕ С-1 УСТАВ

КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

(прилагается)

TETHYS PETROLEUM LIMITED

TETHYSPETROLEUM

УСТАВ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

1 ТОЛКОВАНИЕ

В данной сфере компетенций:

"Аудитор" означает внешних аудиторов Компании; "Совет" означает совет директоров Компании;

"Кодекс политики поведения и по вопросам этики" означает Кодекс политики поведения и по вопросам этики Компании действующий на дату принятия настоящего Устава, поскольку он может изменяться или заменяться время от времени;

"Комитет" означает комитет по аудиту Совета; а также "Компания" означает «Tethys Petroleum Limited».

2 ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРАВОВАЯ ФОРМА

По решению от 5 октября 2006, Совет принял решение, в соответствии с полномочиями и властью, возложенными на Совет статьей 101 Устава Компании, создать комитет Совета, называемый комитетом по аудиту.

3 ОБЩИЕ ЦЕЛИ

Без ущерба для конкретных обязанностей Комитета, подробно изложенных ниже, общими целями Комитета являются содействие Совету в выполнении своих обязанностей по финансовой отчетности и осуществлять надзор за отношениями Компании с аудитором.

4 КОНКРЕТНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ

Комитет должен выполнять следующие обязанности для Компании. 4.1 **Финансовая отчетность**

4.1.1 Комитет должен рассматривать финансовую отчетность Компании, в том числе ее:

- (a) годовые и промежуточные отчеты и счета;
- (b) объявления о годовых и промежуточных результатах; а также
- (c) любое другое официальное заявление в отношении финансовых результатов Компании.

4.1.2 Комитет должен рассматривать и обсуждать с руководством и аудитором:

- (a) ежегодную проверенную финансовую отчетность Компании и связанные с ней документы до их подачи или распределения, в том числе;

(i) годовую финансовую отчетность, связанную с примечаниями и обсуждением и анализом руководства, в том числе важных вопросов, касающихся принципов бухгалтерского учета,

практики и существенных оценок и суждений руководства, в том числе каких-либо существенных изменений в выборе или применения Компанией принципов бухгалтерского учета, всех существенных вопросов, в отношении адекватности внутреннего контроля Компании, а также какие-либо специальные меры, принятые в свете существенных недостатков контроля;

- (ii) Использование забалансового финансирования, включая оценку риска руководством и адекватность раскрытия информации;
 - (iii) Какие-либо существенные изменения в учетной политике Компании;
 - (iv) Аудиторский отчет аудитора о финансовой отчетности; а также
- (b) Ежеквартальную неаудированную финансовую отчетность Компании и связанных с ней документов до их подачи или распределении, в том числе.
- (i) ежеквартальная неаудированная финансовая отчетность и связанные с ней документы, включая обсуждение и анализ руководства, включая существенные вопросы, касающиеся принципов бухгалтерского учета, практики и существенных оценок и суждений руководства, в том числе каких-либо существенных изменений в выборе или применения Компанией принципов бухгалтерского учета, все основные вопросы в отношении адекватности внутреннего контроля Компании и специальные меры, принятый в свете существенных недостатков средств контроля;
 - (ii) если применимо, отчет аудитора о его обзоре финансовой отчетности;
 - (iii) использование забалансового финансирования, включая оценку риска руководством и адекватность раскрытия информации;
 - (iv) какие-либо существенные изменения в учетной политике Компании.

4.1.3 Комитет должен рассматривать:

- (a) годовую информационную форму Компании, или другой аналогичный отчет, поданный в регулирующие органы по ценным бумагам, в отношении финансовой информации;
- (b) все проспекты и информационные циркуляры Компании в отношении финансовой информации;
- (c) любую финансовую информацию, содержащуюся в других документах, таких как объявления о механизме, чувствительном к курсу ценных бумаг.

4.1.4 Комитет должен рассматривать:

- (a) последовательность и любые изменения в учетной политике, как на ежегодной основе, так и по всей компании;
- (b) методы, используемые для учета значительных или необычных операций, при которых возможны различные подходы;
- (c) следует ли Компания соответствующим стандартам бухгалтерского учета и делает ли соответствующие оценки и суждения, принимая во внимание мнения аудитора;
- (d) процедуры отчетности Компании, а также

Принят в мае 2007

Рассмотрен и обновлен в марте 2013

(е) все важные вопросы финансовой отчетности и все оценочные суждения, содержащиеся в них.

Принят в мае 2007

4.1.5 Комитет должен рассматривать и обсуждать с руководством ~~Рассмотрен и одобрен в марте 2013~~ пресс-релизы о доходах, использование "проформы" или не МСФО финансовую информацию и прогнозный отчет о прибылях и убытках, содержащиеся в каких-либо учетных документах у регуляторов ценных бумаг или сообщениях новостей, связанных с ними (или предоставленные аналитикам или рейтинговым агентствам), а также рассмотреть вопрос, согласуется ли информация с информацией, содержащейся в финансовой отчетности Компании или любого филиала с ценными бумагами, выпущенными публично-правовыми организациями. Такое обсуждение можно проводить в целом (состоящее из обсуждения типов информации, подлежащей раскрытию, и типов планируемых презентаций).

4.1.6 Комитет должен рассматривать годовую бухгалтерскую отчетность любых пенсионных фондов, которые не были рассмотрены Советом в целом.

4.1.7 Комитет должен рекомендовать Совету утверждение годовой бухгалтерской отчетности и связанных с ней документов и либо утверждать промежуточную финансовую отчетность и связанные с ней документы, или рекомендовать Совету такую финансовую отчетность и документы для утверждения.

4.2 Система внутреннего контроля и управления рисками

4.2.1 Комитет должен:

(а) Периодически рассматривать эффективность систему внутреннего контроля и управления рисками Компании; а также

(b) рассматривать и утверждать какие-либо заявления, которые будут включены в годовой отчет Компании и счета, касающиеся внутреннего контроля и управления рисками.

4.3 Этика отчетности

4.3.1 Комитет несет ответственность за установление политики и процедур:

(а) получения, хранения и обработки любой жалобы, полученной Компанией в отношении финансовой отчетности, бухгалтерского учета, внутреннего контроля учета и вопросов аудита;

(b) конфиденциальные, анонимные материалы от сотрудников Компании об опасениях по поводу сомнительного учета или аудита.

4.3.2 Комитет своевременно будет рассматривать серьезные нарушения Кодекса политики поведения и этики, включая все случаи мошенничества.

4.3.3 Комитет будет рассматривать на сводной основе, по меньшей мере, ежеквартально, все сообщения о нарушениях Кодекса политики поведения и по вопросам этики.

4.4 Внутренний аудит

Комитет должен ежегодно рассматривать необходимость потребности в функции внутреннего аудита и выносить соответствующую рекомендацию Совету. В том случае, если функция внутреннего аудита вводится, Совет должен расширить, в зависимости от обстоятельств, сферу компетенций, чтобы включить, в частности, мониторинг и анализ эффективности функции внутреннего аудита, назначения на высшие должности и снятие с должностей, в отношении этой функции, обеспечивая эту функцию, проводя встречи

с внутренними аудиторами и рассматривание реагирования исполнительного руководства на выводы и рекомендации функции внутреннего аудита.

Принят в мае 2007

Рассмотрен и обновлен в марте 2013

4.5 Внешний аудит

4.5.1 Комитет должен:

- (a) рассматривать и делать рекомендации Совету, который должны быть представлены акционерам для утверждения на ежегодном общем собрании, в связи с назначением, повторным назначением или снятием с должности Аудитора. Комитет должен следить за процессом выбора новых аудиторов и, если аудитор слагает с себя полномочия, Комитет должен проводить расследование вопросов, ведущих к этому, и решить, требуется ли какое-либо действие;
- (b) следить за отношениями Компании с аудитором, включая (но не ограничиваясь):
 - (i) утверждение их вознаграждения, будь то плата за аудиторские или неаудиторские услуги, а также обеспечение того, чтобы уровень оплаты соответствовал проведению адекватного аудита;
 - (ii) утверждение условий их взаимодействия, в том числе письма-обязательства, выданные в начале каждого аудита, цели и задачи аудита;
 - (iii) ежегодную оценку их независимости и объективности с учетом соответствующих профессиональных и нормативных требований и взаимоотношений с аудитором в целом, в том числе предоставление каких-либо услуг, не связанных с аудитом;
 - (iv) убеждаясь, что не существует никаких отношений (таких как семья, занятость, инвестиции, финансовые или деловые) между аудитором и Компанией (кроме как в ходе обычной деятельности) или любого другого конфликта интересов;
 - (v) согласование с Советом директоров политики по принятию на работу бывших сотрудников аудитора, затем контроль за осуществлением этой политики;
 - (vi) обеспечение получения, по крайней мере, раз в год, от внешнего аудитора официального письменного заявления, описывающего все отношения между Аудитором и Компанией, в том числе неаудиторские услуги, предоставленные Компанией;
 - (vii) контроль за соответствием аудитора соответствующему этическому и профессиональному руководству о ротации партнеров по аудиту, уровень оплаты, выплачиваемой Компанией по сравнению с общими комиссионными доходами фирмы, офиса и партнера, и других требований, связанных с этим; а также
 - (viii) ежегодная оценка квалификации, опыта и ресурсов аудитора и эффективность процесса аудита, который должен включать в себя отчет аудитора о своих собственных процедурах внутреннего качества;
- (c) осуществление надзора за работой аудитора, включая разрешение разногласий между руководством и аудитором;
- (d) регулярные совещания с аудитором, в том числе один раз на стадии планирования до аудита, и один раз после проведения аудита на этапе представления отчетности. Комитет должен проводить заседания с аудитором не реже одного раза в год, без присутствия административного руководства,

чтобы обсудить их полномочия и любые вопросы, вытекающие из аудита and any issues arising from the audit;

Принят в мае 2007

Рассмотрен и обновлен в марте 2013

- (e) рассмотрение и утверждение годового плана внешнего аудита и обеспечения того, чтобы он согласовался с целями и задачами аудиторского задания;
- (f) обзор результатов аудита с аудитором;
- (g) рассмотрение любого письма-обязательства, запрашиваемую аудитором, до подписания исполнительным руководством;
- (h) рассмотрение письма исполнительного руководства и реагирования исполнительного руководства на выводы и рекомендации аудитора;
- (i) обсуждение вопроса о ротации партнера по аудиту на периодической основе;
 - (j) рассмотрение любых соответствующих выводов и рекомендаций аудитора вместе с ответами руководства, включая статус предыдущих рекомендаций;
 - (k) рассмотрение каких-либо серьезных трудностей или споров с руководством, возникшие в ходе аудита, в том числе каких-либо ограничений по целям и задачам работы аудитора или доступа к необходимой информации; а также
 - (l) рассмотрение любых других вопросов, связанных с проведением внешнего аудита, о которых необходимо довести до сведения Комитета Аудитором, в соответствии с общепринятыми стандартами аудита.

4.5.2 Комитет должен разрабатывать и осуществлять политику и процедуры для предоставления неаудиторских услуг аудитором, принимая во внимание любые соответствующие нормативные требования по этому вопросу. Если такая политика и процедуры не были приняты, Комитет должен предварительно утвердить любые неаудиторские услуги, которые должны предоставляться Компании или ее филиалам аудитором, за исключением того, что Комитет делегировал малозначительный уровень в \$20,000 в год Председателю Комитета, который будет отчетываться перед Комитетом на своем следующем заседании по любой работе, утвержденной с этим лимитом.

4.6 Другие вопросы

Комитет должен:

- (a) иметь доступ к достаточным ресурсам для того, чтобы выполнять свои обязанности, в том числе доступ к секретариату Компании для получения помощи, по мере необходимости;
- (b) быть обеспечен надлежащей и своевременной подготовкой, как в форме программы введения в должность для новых членов и на постоянной основе для всех членов; а также
- (c) осуществлять надзор за расследованием деятельности, которая находится в пределах его сферы компетенций.

5 ОТЧЕТНОСТЬ

5.1 Председатель Комитета должен докладывать Совету в целом о своей работе после каждого заседания.

5.2 Комитет должен принимать любые рекомендации Совету, которые он сочтет необходимыми по любому вопросу в пределах своей компетенции, где необходимы действия или улучшения.

- 5.3 Устав Комитета должен быть доступен по запросу и должен быть доступен на веб-сайте Компании (если имеется).

Принят в мае 2007

Рассмотрен и обновлен в марте 2013

6 РЕГУЛЯТИВНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ

При выполнении своих обязанностей Комитет должен:

- (a) уделять должное внимание:
 - (i) всем соответствующим законодательным и нормативным требованиям; а также
 - (ii) правилам любой фондовой биржи или каким-либо ценным бумагам Компании, которые могут торговаться;
- (b) гарантировать, что у него имеется такая информация, которую он сочтет необходимым или желательным для выполнения своих обязанностей, изложенных в настоящем сфере компетенций.

7 ЧЛЕНСТВО

7.1 Члены Комитета должны назначаться время от времени Советом, в консультации с председателем Комитета.

7.2 Комитет должен состоять из не менее, чем трех членов, каждый из которых должен быть членом Совета.

7.3 Председатель Совета не может быть членом Комитета.

7.4 Все члены Комитета должны быть независимыми, как этот термин определен в соответствии с требованиями действующего законодательства о ценных бумагах и стандартами любой фондовой биржи, на которой торгуются ценные бумаги Компании, принимая во внимание любые разрешенные переходные положения.

7.5 Члены должны служить сроком на один год и могут служить последовательные следующие сроки, чтобы обеспечить непрерывность опыта. Члены должны быть переназначаться ежегодно в Комитет Совета на заседании Совета, совпадающей с ежегодным собранием акционеров. Член Комитета автоматически перестает быть членом после оставления должности директора Компании. Любой участник может сложить свои полномочия или быть уволен Советом из членства в Комитете или в качестве Председателя.

7.6 Все члены Комитета должны быть грамотными в финансовом отношении, как эта квалификация интерпретируется Советом, и/или приобрести такую грамотность в течение разумного периода времени после вступления в Комитет. В настоящее время, Совет интерпретирует финансовую грамотность, как означающую базовое понимание финансов и бухгалтерского учета и способность читать и понимать финансовые отчеты (включая связанные с ними примечания) такого рода, которые выпускаются или готовятся Компанией, в ходе обычного ведения своей деятельности.

7.7 Совет директоров должен назначить председателя Комитета, который должен быть неисполнительным директором Компании. В отсутствие Председателя, остальные члены Комитета, присутствующие на полностью созванном заседании Комитета, могут избрать одного из их числа в качестве председателя заседания. Совет должен определять период, в течение которого председатель Комитета занимает должность.

7.8 Совет может время от времени удалять членов из Комитета.

7.9 Членство Комитета должно быть изложено в годовом отчете Компании.

8 СЕКРЕТАРЬ

- 34 -

Совет должен время от времени назначать соответствующее лицо в качестве секретаря Комитета.

9 ЗАСЕДАНИЯ

Принят в мае 2007

- 9.1 Комитет должен проводить свои заседания, по крайней мере, два раза в месяц, в удобное время, по отчетности и циклу аудита, и в каждое другое время, по требованию председателя Комитета.
- 9.2 Заседания Комитета созываются секретарем Комитета по просьбе любого члена Комитета или по требованию аудитора или любого внутреннего аудитора, если они сочтут это необходимым.
- 9.3 Если не оговорено иное, по крайней мере, уведомление за три (3) рабочих дня должно быть дано о каждом заседании Комитета.
- 9.4 Если не оговорено иное, уведомление о каждом заседании Комитета должно:
- (a) подтверждать место проведения, дату и время проведения собрания;
 - (b) включать в повестку дня пункты для обсуждения на заседании; а также
 - (c) направляться каждому члену Комитета, секретарю, любому другому лицу, требуемому, приглашенному или имеющему право на участие в заседании и всем другим неисполнительным директорам Компании.
- 9.5 Вспомогательные документы должны быть направлены членам Комитета и другим участникам в то же время, что и соответствующее уведомление.
- 9.6 Кворум, необходимый для ведения деятельности Комитетом, должен состоять из двух членов Комитета, а надлежащим образом созванное заседание Комитета, на котором присутствует кворум, должно быть компетентным для осуществления всякой или любой власти, полномочий и особых прав, возложенных на Комитет или реализуемые Комитетом.
- 9.7 Только члены Комитета имеют право присутствовать на заседаниях Комитета. Однако, другие (например, другие директора, представители финансовой функции Компании и внешних консультантов) могут быть приглашены присутствовать и выступать (но не голосовать) на заседании Комитета, как и когда уместно.
- 9.8 Аудитор должен быть приглашен присутствовать и выступать на заседаниях Комитета на регулярной основе, но не должен иметь права голоса на таких заседаниях.
- 9.9 Заседания Комитета можно проводить по телефону с помощью конференцсвязи или подобными средствами связи, когда все члены, участвующие на заседании, смогут услышать друг друга; при условии, всегда, однако, что, по крайней мере, один раз в год прямая встреча будет проводиться между Комитетом и аудитором, где кворум членов Комитета и аудитор присутствуют лично в одном и том же месте.
- 9.10 Вопросы для принятия решения Комитетом будут приниматься решением большинства голосов членов.

10 ПРОТОКОЛЫ

- 10.1 Секретарь Комитета должен вести протокол заседания и постановления заседаний Комитета и записывать имена присутствующих и приглашенных лиц.
- 10.2 Секретарь Комитета должен удостовериться, в начале каждого заседания Комитета, в наличии каких-либо конфликтов интересов и запротоколировать их соответствующим образом.
- 10.3 После каждого заседания Комитета, секретарь должен распространить для комментариев проект протокола каждому члену, который присутствовал на встрече.

- 10.4 После утверждения и подписания протокола председателем заседания Комитета, секретарь должен разослать копии протоколов всем членам Совета, (за исключением случаев наличия конфликта интересов). **Принят в мае 2007**
Рассмотрен и обновлен в марте 2013

11 ПОЛНОМОЧИЯ

- 11.1 Комитет является комитетом Совета и в таком положении исполняет такие полномочия Совета, которые ему делегированы.
- 11.2 Комитет уполномочен Советом по расследованию какой-либо деятельности в рамках своего сферы компетенций.
- 11.3 Комитет уполномочен:
- (a) искать любую необходимую ему информацию (в том числе от сотрудника Компании) в целях выполнения своих обязанностей;
 - (b) получать со стороны правовую или иную профессиональную консультацию (в том числе рекомендации независимых консультантов) по любым вопросам, входящим в его сферу компетенций, включая, без ограничения, любые юридические вопросы, которые могут оказать существенное влияние на финансовое положение Компании;
 - (c) проводить какие-либо отчеты или исследования, которые сочтет необходимыми, чтобы содействовать выполнению своих обязательств;
 - (d) обеспечить явку внешних консультантов на своих заседаниях (если сочтет это необходимым); а также
 - (e) вызывать любого сотрудника для опроса на заседании Комитета, как и когда потребуется, за счет Компании.

12 СОБСТВЕННЫЕ ДЕЙСТВИЯ

По крайней мере, один раз в год, Комитет должен рассматривать свою собственную деятельность, состав и круг полномочий для обеспечения своей работы с максимальной эффективностью и рекомендовать любые изменения, которые он сочтет необходимыми.