

Tethys Petroleum Limited

Инвестиционный Меморандум

Настоящий Инвестиционный Меморандум содержит информацию об Акциях компании Tethys Petroleum Limited (далее именуемый "Эмитент" или "Компания").

Инвестиционный Меморандум содержит информацию об Эмитенте, его дочерних и аффилированных компаниях, рассматриваемых в целом, и был подготовлен на основе финансовой и управленческой информации Эмитента, на основе отчетов независимого аудита, и на основе информации, полученной из статистических и других официальных источников.

Эмитент подтверждает, что данный Инвестиционный Меморандум содержит достоверную и точную, не вводящую в заблуждение информацию, и является существенно важной в контексте выпущенных Акции.

Настоящий Информационный Меморандум служит исключительно в информационных целях и не может быть воспроизведен или перераспределён в целом или по частям любому другому лицу для любых других целей. Заявления, содержащиеся в этом документе, в частности касающиеся возможных, прогнозируемых или предполагаемых будущих показателей и результатов, включая ресурсы, запасы, добычу, уровня производства, затраты, цены, доходы, прибыль и потенциальный рост являются или могут включать в себя прогнозные заявления. Такие заявления относятся к будущим событиям и ожиданиям и, таким образом сопряжены с известными и неизвестными рисками и неопределенностями. Фактические результаты, действия и события могут существенно отличаться от тех, выраженных или подразумеваемых этими прогнозными заявлениями, в зависимости от различных факторов. Эти прогнозные заявления действительны только на дату данного Инвестиционного Меморандума и Компания не берет на себя никаких обязательств по обновлению прогнозных заявлений, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или по иным обстоятельствам.

ЭТОТ ДОКУМЕНТ НЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРИГЛАШЕНИЕ И НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ЧАСТЬЮ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ИЛИ ПРИГЛАШЕНИЯ НА ПОДПISКУ ИЛИ ПОКУПКУ ЦЕННЫХ БУМАГ, НИ ДАННЫЙ ДОКУМЕНТ И НИЧЕГО СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В НЕМ НЕ МОГУТ ЯВЛЯТЬСЯ ОСНОВОЙ ЛЮБОГО ОГЛАШЕНИЯ ИЛИ ЛЮБОГО РОДА ОБЯЗАТЕЛЬСТВ.

Джон Белл

Председатель совета директоров Тетис Петролеум Лимитед

01 октября 2015 года

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ.....	5
РАЗДЕЛ 2 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ.....	7
РАЗДЕЛ 3 РУКОВОДСТВО И АКЦИОНЕРЫ.....	17
РАЗДЕЛ 4 БАНКИ, КОНСУЛЬТАНТЫ И АУДИТОРЫ ЭМИТЕНТА.....	23
РАЗДЕЛ 5 ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭМИТЕНТА	24
РАЗДЕЛ 6 ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ.....	48

Перечень сокращений

AGM	Annual General Meeting	Ежегодное Общее Собрание
AKD01	Akkulka ("Doris")	Аккулка ("Doris")
AKD03	Akkulka ("Dione")	Аккулка ("Dione")
AKD08	Akkulka ("Doto")	Аккулка ("Doto")
AKD09	Akkulka ("Dexa")	Аккулка ("Dexa")
AKK...	Akkulka gas wells ...	Аккулка газовая скважина ...
AOT	Aral Oil Terminal	Аральский нефтяной терминал
AREM	Agency of monopoly regulation	Агентство по регулированию монополий
BCS	Booster compressor station	Дожимная компрессорная станция
BNM	BN Munai (renamed TAG)	BN Мунай (переименован в TAG)
CAPEX	CAPital EXpenditure	Капитальные расходы
CIA	Central Intelligence Agency	Центральное разведывательное управление
CNODC	China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation	Китайская национальная нефтегазовая корпорация по разведке и развитию
CNPC	China National Petroleum Corporation	Китайская национальная нефтяная корпорация
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization	Прибыль до вычета процентов, налогов, износа и амортизации
GKZ or SRC	State Reserves Committee	Государственный комитет по запасам
GOG	Georgia Oil and Gas Limited	Georgia Oil and Gas Limited
IFRS	International Financial reporting Standards	Международные стандарты финансовой отчетности
KASE	Kazakhstan Stock Exchange	Казахстанская фондовая биржа
KBD01	<i>Kul-Bas</i> ("Kalypso")	<i>Куль Бас</i> ("Kalypso")
KPL	Kulob Petroleum Limited	Kulob Petroleum Limited
KTG	KazTransGas JSC	АО "КазТрансГаз"
LSE	London Stock Exchange	Лондонская фондовая биржа
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan	Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК
MERK	Ministry of energy of the Republic of Kazakhstan	Министерство энергетики РК
MET	Mineral Extraction Tax	НДПИ налог на добычу полезных ископаемых
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries	Организация стран-экспортеров нефти
PEC	Production Enhancement Contract	Договор по интенсификации добычи
PPE	Property, Plant and Equipment	Основные средства и материальные активы
PTA	Pressure Test Analysis	Анализ результатов испытаний давления
RK	Republic of Kazakhstan	Республика Казахстан
TAG	TethysAralGas	TethysAralGas
TPL	Tethys Petroleum Limited	Tethys Petroleum Limited
TSK	TethysAralGas	TethysAralGas
TSX	Toronto Stock Exchange	Тронтская фондовая биржа

VAT	Value Added Tax	Налог на добавленную стоимость
ИПН		Индивидуальный подоходный налог
НДПИ		Налог на добычу полезных ископаемых
КННК		Китайская национальная нефтяная корпорация
КНР		Китайская народная республика

Раздел 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ

Информация о выпущенных акциях

Вид ценных бумаг	Простые Акции Привилегированные Акции
Количество объявленных акций	Простые Акции - 700,000,000 Привилегированные Акции - 50,000,000
Количество размещенных акций	Простые Акции - 336 839 315 штук Привилегированные Акции - Ноль
Количество акций предлагаемых к продаже	В целях привлечения инвестиций для удовлетворения общих потребностей в оборотном капитале, в том числе для финансирования своих Рабочих программ и другие финансовые обязательства в Казахстане, Компания намерена выпустить до 589 360 492 новых обыкновенных акций при номинальной стоимости 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая в Компании по цене не менее 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая и не более, чем 0,19 (ноль целых девятнадцать сотых) канадских долларов (приблизительно 0,15 (ноль целых пятнадцать сотых) долларов США по обменному курсу на дату настоящей передачи).
Код ISIN для Простые Акции	KYG876361091
Код CFI для Простые Акции	ESVUFR
Код CUSIP для Простые Акции	G87636109
Страна регистрации	Компания была основана в Гернси, но была переведена на Каймановы острова и продолжила свою деятельность согласно законам Каймановых островов, номер регистрации: OG-214254.
Фондовые биржи, на которых продаются акции Эмитента	Фондовая биржа Торонто (TSX: TPL) Фондовая биржа Лондона (LSE: TPL)
Процедура распределения дивидендов	На сегодняшний день компания не объявляла или не выплачивала какие-либо дивиденды или распределения прибыли по простым акциям. Выплата дивидендов или распределение прибыли в будущем зависят от доходов компании, финансового состояния и других факторов, которые Совет директоров сочтет подходящими. Компания, в настоящее время, не планирует платить какие-либо дивиденды в обозримом будущем на данной стадии развития компании
Права Акционеров	Права акционеров изложены в Уставе Компании, принятого 17-го июля 2008 года, с поправками, внесенными, согласно Специальных Резолюций, принятых 10 февраля 2011 года, 13 июня 2012 и 11 июня 2015
Процедура налогообложения доходов акционеров	В соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан следующие виды доходов должны быть исключены из налогооблагаемого дохода физических лиц, резидентов и нерезидентов Республики Казахстан (в целях ИПН): - Дивиденды и бонусы по ценным бумагам, которые на дату начисления таких дивидендов и бонусов официально котируются на фондовой бирже, действующих на территории Республики Казахстан (Налоговый кодекс, статья 156, пункт 1, пп.5 и Статья. .200-1, пункт.1, пп.6); - Прирост капитала от открытых продаж на бирже, действующих на

	территории Республики Казахстан (Налоговый кодекс, Ст.156, пункт 1, пп. 16 и Ст.200-1, пункт1, пп.9), - Дивиденды, за исключением дивидендов, выплачиваемых закрытыми паевыми инвестиционными фондами риска и акционерных инвестиционных фондов, освобождаются от общего годового дохода налогоплательщиков (Налоговый кодекс, статья 99, пункт 1, пп.1).
Регистратор	Агент передачи и регистратор Простых Акций в Канаде является EQUITY TRANSFER & TRUST COMPANY с основными офисами в Торонто, Онтарио и Калгари, Альберта, Канада. Регистратором в отношении к стандартному листингу компании на Лондонской фондовой бирже является Capita Registrars (Гернси) Limited с юридическим адресом в Longue Hougue House, , St. Sampson, Гернси GY2 4JN, Британские Острова.
Платежный агент	На данный момент Компании не требуется платежный агент.
Место размещения ценных бумаг	АО Казахстанская Фондовая Биржа, Республика Казахстан, 050040, Алматы, ул.Байзакова 280, Многофункциональный Комплекс "Алматы Тауэрс", Северная Башня, 8 этаж или фактический адрес Эмитента. Альтернативным методом размещения может быть частное размещение (вне каких-либо бирж)
Процедура публичного распространения информации о месте размещения ценных бумаг	Посредством публикаций о продажах в СМИ и на www.tethyspetroleum.com , а также на www.kase.kz
Период времени, в течение которого планируется размещение	Решение в течении кокого периода планируется размещение акций будет определяться Советом директоров Эмитента

Информация о ценах на акцию на Канадской фондовой бирже

в канадских долларах (CAD)	2014	2013	2012	2011	2010
Самая высокая цена за акцию	0,670	0,950	1,020	1,790	2,190
Самая низкая цена за акцию	0,175	0,425	0,370	0,420	0,790

в канадских долларах (CAD)	2014 1 кв	2014 2 кв	2014 3 кв	2014 4 кв	2013 1 кв	2013 2 кв	2013 3 кв	2013 4 кв
Самая высокая цена за акцию	0,67	0,57	0,395	0,4	0,88	0,95	0,78	0,75
Самая низкая цена за акцию	0,48	0,23	0,245	0,175	0,49	0,7	0,63	0,425

в канадских долларах (CAD)	2015 апрель	2015 май	2015 июнь	2015 июль	2015 август	2015 сентябрь
Самая высокая цена за акцию	0,125	0,200	0,200	0,205	0,19	0,13
Самая низкая цена за акцию	0,025	0,07	0,07	0,14	0,11	0,075

1.2. Цель листинга на Казахстанской фондовой бирже Компания Tethys Petroleum Limited (далее "Компания" или "Эмитент") зарегистрированная на Каймановых островах. Компания имеет ряд дочерних организаций в различных странах, крупнейшие из которых находятся в Республике Казахстане (далее РК). Таким образом, в соответствии с законодательством РК "О рынке ценных бумаг", Эмитент признается резидентом РК с правом выпуска и размещения своих ценных бумаг на территории иностранного государства, при условии, что его ценные бумаги помимо прочего будут внесены в официальный список Казахстанской фондовой биржи (далее KASE).

Также листинг на KASE позволит Эмитенту привлекать заинтересованные стороны и партнеров для участия в своей деятельности. Эмитент стремится к прозрачности своих операций по недропользованию, таким образом, листинг на KASE будет предоставлять информацию об Эмитенте для более широкого круга заинтересованных сторон, как потенциальных инвесторов из Казахстана, представленных деловыми партнерами и государственными органами.

В ближайшее время Эмитент планирует дополнительное размещение своих акций. Компания намерена выпустить до 589 360 492 новых обыкновенных акций при номинальной стоимости 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая в Компании по цене не менее 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая и не более, чем 0,19 (ноль целых девятнадцать сотых) канадских долларов (приблизительно 0,15 (ноль целых пятнадцать сотых) долларов США по обменному курсу на дату настоящей передачи). В соответствии с требованиями законодательства РК, лица-резиденты РК, вправе разместить свои акции на территории иностранного государства, при условии, что эти акции будут включены в официальный список KASE, а также, что, по меньшей мере, двадцать процентов от общего числа реализуемых акций будут предложены на рынке ценных бумаг РК, оставшиеся после реализации права преимущественно покупки акций действующими акционерами

Эмитент, в целях соблюдения требований законодательства РК и в связи с планами по дополнительному размещению, принял решение, что, по крайней мере, двадцать процентов от общего количества акций будут предложены для покупки на Казахстанской фондовой бирже.

Раздел 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ

2.1. Юридическая структура

Эмитент был зарегистрирован 12 августа 2003 года под названием «Tethys Petroleum Investment Limited» в соответствии с законодательством Гернси. 22 сентября 2006 года, Компания изменила свое название на «Tethys Petroleum Limited». Компания продолжила свою деятельность в соответствии с законодательством Каймановых островов 17 июля 2008 года. Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: 89 Nexus Way, Camana Bay, Grand Cayman, KY1 9007, Каймановы острова. Адрес для почтовых отправлений находится по адресу: P.O. Box 524, St. Peter Port, Гернси, GY1 6EL, Британские острова.

Контакты:

- Джон Белл, Председатель Совета директоров
- Джулиан Хаммонд, Главный Исполнительный Директор и Коммерческий директор

27 июня 2007 года, Эмитент провел IPO и начались торги простых акций на Toronto Stock Exchange (TSX). Простые акции котируются на TSX под символом "TPL". Эмитент по своему первоначальному производственному проекту в декабре 2007 года начал промышленную добычу газа на месторождении Кызылой в Казахстане. Также 25 июля 2011 года Эмитент завершил листинг на Лондонской фондовой бирже (LSE), и весь выпущенный акционерный капитал был допущен с запуском торгов в стандартную категорию Официального Списка Управления Финансовых Услуг на Лондонской фондовой бирже под символом "TPL".

2.2. Дочерние и совместные предприятия

На дату составления настоящего Инвестиционный меморандума Эмитент имеет следующие прямые и косвенные дочерние компании и совместные предприятия:

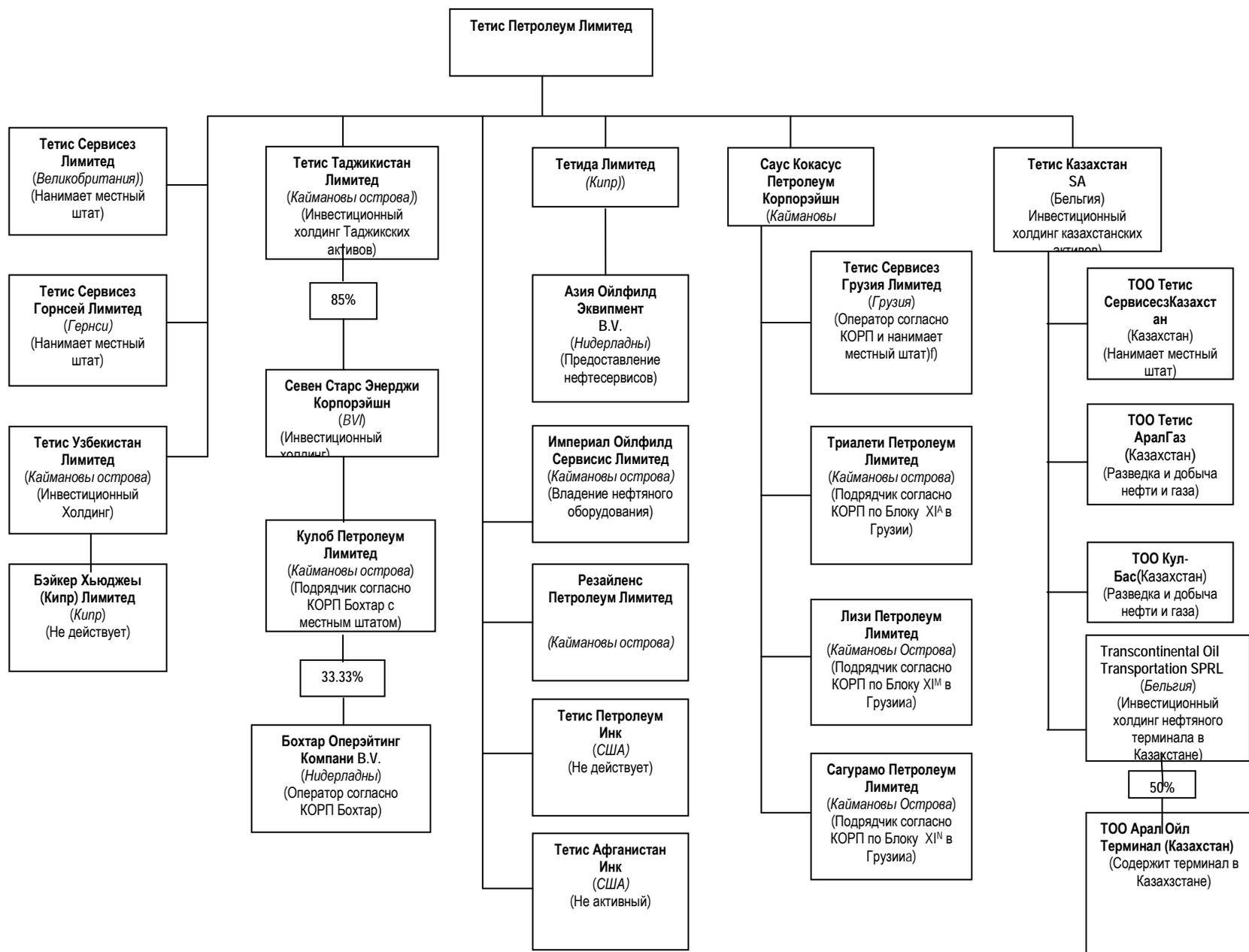
Дочерние компании	Страна регистрации	Дата регистрации	Юридический адрес	Прямая Материнская компания	Вид деятельности
Tethys Kazakhstan SA	Бельгия	В Гернси: 26/09/2003	Esplanade Heysel 1 PO Box 94 B-1020 Брюссель,	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже

		Переезд в Бельгию: 13/02/2012	Бельгия		
Transcontinental Oil Transportation SPRL	Бельгия	28/10/2011	Rue Royale 97 4th Floor 1000 Brussels	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Seven Stars Energy Corporation	Британские Вирджинские Острова	23/11/2007	Nemour Chambers Road Town, Tortola British Virgin Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Tajikistan Limited	Каймановы Острова	В Джерси: 15/05/2007 Переведено на Кайманские о-ва 21/10/2010	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Kulob Petroleum Limited	Каймановы Острова	В Джерси: 15/05/2007 Переведено на Кайманские о-ва 22/08/2011	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Imperial Oilfield Services Limited	Каймановы Острова	23/07/2009	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
South Caucasus Petroleum Corporation	Каймановы Острова	02/07/2013	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Trialeti Petroleum Limited	Каймановы Острова	02/07/2013	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Lisi Petroleum Limited	Каймановы Острова	02/07/2013	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Saguarmo Petroleum Limited	Каймановы Острова	02/07/2013	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Uzbekistan Limited	Каймановы Острова	10/02/2011	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007 Cayman Islands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Resilient Petroleum Limited	Каймановы Острова	02/07/2013	89 Nexus Way Camana Bay Grand Cayman KY1-9007	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже

			Cayman Islands		
Tethys Services Georgia Limited	Грузия	01/10/2013	No. 16 Ip. Khvichia str. Ap. 6 Vake-Saburtalo District Tbilisi Georgia	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Services Guernsey Limited	Гернси	08/08/2012	Ogier House St Julian's Avenue St Peter Port Guernsey	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethyda Limited	Кипр	04/12/2008	Andrea Pavlidi, 1 Egkomi P.C. 2411 Nicosia Cyprus	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Baker Hughes (Cyprus)	Кипр	02/10/1992	Andrea Pavlidi, 1 Egkomi P.C. 2411 Nicosia Cyprus	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Services Kazakhstan LLP	Казахстан	12/03/2007	75 Pushkin Street, Office 55, Almaty, 050010	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
TethysAralGaz LLP	Казахстан	21/01/1998	75 Pushkin Street, Office 55, Almaty, 050010	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Kul-Bas LLP	Казахстан	28/10/ 2001	75 Pushkin Street, Office 55, Almaty, 050010	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Aral Oil Terminal LLP	Казахстан	02/02/ 2012	House 52, Orbita-3 microregion, Bostandyk District, 050043	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Asia Oilfield Equipment B.V.	Нидерланды	24/08/2007	Europalaan 24 Maastricht Airport Netherlands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Bokhtar Operating Company B.V.	Нидерланды	03/05/2013	Bordewijklaan 18, 2591 XR The Hague Netherlands	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Services Limited	Великобритан	08/08/2006	27th Floor Millbank Tower Millbank London SW1P 4QP U.K.	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Petroleum Incorporated	США	31/07/2007	2711 Centerville Road Suite 400 Wilmington Delaware 19808 USA	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже
Tethys Afghanistan Incorporated	США	11/07/2008	2711 Centerville Road Suite 400	Смотреть схему ниже	Смотреть схему ниже

			Wilmington Delaware 19808 USA		
--	--	--	-------------------------------------	--	--

Организационная Структура Эмитента представлена ниже.



2.3. Договоры и лицензии на недропользование

Ниже описан Список контрактов и лицензий на недропользование дочерних предприятий Эмитента по состоянию на 01 октября 2015 года.

Казахстан

Контракты

1. Договор No.1734 от 05.05.2005 на добычу газа на месторождении Кызылой (ТетисАралГаз), срок добычи был продлен до 31/12/2029 в соответствии с дополнением №6.
2. Договор No.1897 от 11.11.2005 на разведку и добычу углеводородов в пределах блоков XXVII-XXX (Кул-Бас), срок действия договора до 11.11.2034. Период разведки был продлен до 11.11.2015 в соответствии с дополнением №4.
3. Договор No.3496 от 23.12.2009 на добычу газа на месторождении Аккулка (ТетисАралГаз), срок истекает 31.12.2018
4. Договор № 265 от 17.11.1998 на разведку углеводородов в нефтегазовой местности Аккулка (ТетисАралГаз), оценочный период был продлен до 10.03.2019 в соответствии с дополнением №13.

Генеральные лицензии

ТетисАралГаз ТОО (ТАГ) имеет следующие лицензии:

1. на бурение (проектирование и горно-добычные работы, монтаж, ремонт буровых, нефтегазового оборудования и геологоразведочного оборудования), № 002323 от 05 Ноября 2008 года, выданной Министерством РК Энергетики и Минеральных ресурсов (в настоящее время Министерство Энергетики);
2. на эксплуатацию магистральных газопроводов, от 14 февраля 2012, Номер 000130-02, выданный Департаментом Агентства по регулированию монополиями в г. Алматы (АРЕМ);
3. на медицинскую деятельность, № 0162865 от 27 августа 2011, выданный Департаментом экономики и бюджетного планирования города Алматы.

Тетис Сервисез Казахстан ТОО (TSK) имеет следующую лицензию:

1. на эксплуатацию магистральных газовых, нефтяных и нефтепродуктовых трубопроводов, № 000129-02 от 14 февраля 2012, выданный АРЕМ.

Грузия:

Контракты

1. Контракт о разделе продукции между Государственным агентством ЮЛПП природных ресурсов Грузии и Грузинского Нефтегазового Консорциума Грузия Нефть и Газ Лимитед по "контрактной территории Блока XI^A", Тбилиси, Грузия, 2011 г срок действия до 2037 года.
 - Государство предоставляет Подрядчику исключительные права на проведение нефтегазовых операций на контрактной площади в течение срока действия настоящего Контракта
2. Контракт о разделе продукции между ЮЛПП Государственного агентства нефти и газа от имени Грузии и Грузинского Нефтегазового Консорциума Грузия Нефть и Газ Лимитед по "контрактной территории Блока XI^M", Тбилиси, Грузия, 2013, срок действия до 2038 года..
 - Государство предоставляет Подрядчику исключительные права на проведение нефтегазовых операций и на контрактной площади в течение срока действия настоящего Контракта
3. Контракт о разделе продукции Договор между ЮЛПП Государственного агентства нефти и газа от имени Грузии и Грузия Нефть и Газ Лимитед нефтяной консорциум Грузии по "контрактной территории Блока XI^N". Тбилиси, Грузия, 2013, срок действия до 2038 года..
 - Государство предоставляет Подрядчику исключительные права на проведение нефтегазовых операций на контрактной площади в течение срока действия настоящего Контракта.

Таджикистан

Контракты

1. Контракт о разделе продукции между Правительством Республики Таджикистан в лице государственного уполномоченного органа Министерства энергетики и промышленности Республики Таджикистан и компанией «Kulob Petroleum Limited» от 13/06/2008, срок действия Контракта до 2038 года.

- Государство предоставляет Подрядчику исключительные права на проведение нефтегазовых операций на контрактной площади в течение срока действия настоящего Контракта.

2.4. Контактная информация, адреса и банковские реквизиты эмитента

На 01 октября 2015 года зарегистрированный офис Компании расположен по адресу 89 Нексус Уэй, Кманан Бэй, Большой Кайман, KY1-9007, Каймановы острова.

Почтовый Адрес: P.O. Box 524, St.Peter Port, Гернси, GY1 6EL, Британские острова.

Тел: +44 1481 725911

Факс: +44 1481 725922

E-mail: tethys@tethyspetroleum.com

Веб-сайт: www.tethyspetroleum.com

Контакты:

- Джон Белл, Исполнительный председатель
- Джулиан Хаммонд, главный исполнительный директор

Банковские реквизиты:

CIBC FirstCaribbean

25 Main St. P.O.Box 68

Grand Cayman, KY1-1102

Каймановы Острова

Счет вкладов до востребования в USD # - 10457502

2.5. История создания и история деятельности, цель создания и основные виды деятельности Эмитента

• Создание Компании.

Компания была зарегистрирована 12 августа 2003 года под названием «Tethys Petroleum Investments Limited» в соответствии с законодательством Гернси. 22 сентября 2006 года, компания изменила свое название на "Тетис Петролеум Лимитед". В целях производственной оптимизации Компания продолжила свою деятельность в соответствии с законодательством Каймановых островов с 17 июля 2008 года.

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: 89 Nexus Way, Camana Bay, Grand Cayman, KY1-9007, Каймановы острова. Головной исполнительный офис находится по адресу: P.O. Box 524, St. Peter Port, Гернси, GY1 6EL, Британские острова.

Основной деятельностью компании является разведка и разработка нефти и природного газа в Республике Казахстан, а также в Грузии и Таджикистане. Важные этапы в развитии Эмитента связаны с расширением и оптимизацией деятельности путем поглощения, создания и дальнейшей развития своих дочерних приведенных выше (см. подробно 2.2.)

• Уставный капитал

Уставный капитал Общества состоит из 700 000 000 обыкновенных акций номинальной стоимостью USD0,10 и 50 000 000 привилегированных акций номинальной стоимостью USD0,10. В ближайшее время, после даты предоставления информации в настоящем меморандуме, Компания планирует увеличить объем объявленного выпуска акций до 1 500 000 000 штук.

На 01 октября 2015 года, 336 839 315 штук выпущенных простых акций находятся в обращении. По состоянию на 01 октября 2015 года привилегированные акции не были выпущены или не находятся в обращении.

Количество объявленных акций	700 000 000 штук простых акций 50 000 000 штук привилегированных акций
Количество размещенных акций	336 839 315 штук
Номинальная стоимость	USD 0,10
Количество выкупленных самим эмитентом, часть своих акций или часть, которая находится в собственности его дочерних компаний	Нет
Права владельца	Права акционеров изложены в Уставе Компании, принятого 17-го июля 2008 года, с поправками, внесенными согласно Специальных Резолюций, принятых 10 февраля 2011 года, 13 июня 2012 и 11 июня 2015

• **Выпущенный акционерный капитал (основные этапы)**

- 24 января 2007 года, Эмитент завершил частное размещение, при котором было выпущено 34 674 390 штук акций до консолидации с валовым доходом примерно в \$17 400 000. Эти акции были выпущены по цене \$ 0,50 за акцию (\$ 2,50 после консолидации акций) и привлеченные средства были использованы в связи с разработкой месторождения Кызылой, бурения дополнительных разведочных скважин и для целей общего оборотного капитала. Подписчики в данном частном размещении состояли из небольшой группы опытных инвесторов.

– 13 марта 2007 года, Компания достигла соглашения с владельцами доли меньшинства в BNM Tethys, через ее стопроцентную дочернюю компанию TKL, в целях приобретения 30% BNM Tethys ранее не принадлежавших акций в обмен на 30 000 000 штук простых акций до консолидации (или 6 000 000 простых акций после введения в действие консолидации акций), тем самым BNM стал косвенно стопроцентно дочерней компанией Эмитента. Это приобретение было завершено 9 мая 2007 года.

– 27 июня 2007 года, компания завершила IPO 18 181 818 простых акций по цене \$ 2,75 за акцию с валовым доходом в \$50 000 000, в соответствии с финальной полной формой проспекта ценных бумаг от 18 июня 2007 года. Торги по простым акциям начались на TSX 27 июня 2007 года. После данного IPO, Эмитент имел 45 116 696 выпущенных и находящихся в обращении простых акций с рыночной капитализацией примерно в 124 млн. \$ (CDN 133 млн. долл.). Простые акции котируются на TSX под символом "TPL".

– 7 сентября 2007 года, Компания объявила, что она не будет воплощать свои планы по приобретению разведочного района в Казахстане Арал Восточный. Эмитент был проинформирован продавцом о маловероятности, что необходимые изменения в минимальную рабочую программу будут согласовываться с соответствующими властями Казахстана в обозримом будущем, и это вместе с другими вопросами означало, что Компания не будет в состоянии выполнить свои обязательства в соответствии с соглашением. Было решено расторгнуть договор по взаимному согласию. Ничего не было выплачено и простые акции, выпущенные в отношении этой сделки следовательно, были, аннулированы.

– 27 июня 2008 года, Компания завершила публичное размещение 21 276 596 обыкновенных акций по цене размещения \$2,35 (CDN \$2.39) за акцию с валовым доходом в \$ 50 000 000.

– 21 января 2009 года, компания также приобрела колтюбинговую установку и оплатила часть стоимости приобретения путем выпуска 1,4 млн. обыкновенных акций.

– 27 февраля 2009 года, Компания объявила, что Компания и ее дочернее предприятие, Tethyda подписали соглашение, которое подлежит определенным нормативным требованиям, корпоративным одобрениям и дополнительным условиям на приобретение британской компании, Rosehill Energy PLC ("Rosehill"), её дочерней компании, которая держит всю долю активов компании Rosehill в Контракте о Повышении Нефтеотдачи (" PEC ") по нефтяному месторождению в Узбекистане Северный Уртабулак ("предлагаемое приобретение"). Вознаграждение за покупку этого проекта составляет 15 млн. обыкновенных акций. В соответствии с условиями соглашения, эти акции будут ограничены для перепродажи на срок до одного года..

– 9 апреля 2009 года, Компания завершила приобретение компании "Rosehill», его дочерней компании BHCL, которая представляла интересы Rosehill в Контракте о Повышении Нефтеотдачи («Северный Уртабулак PEC») на месторождении Северный Уртабулак в Узбекистане. Рассмотрение о покупке BHCL было решено выпуском 15 000 000 обыкновенных акций, которые были ограничены для перепродажи в течение шести месяцев (в совокупности 7 500 000 обыкновенных акций) и один год (в совокупности 7 500 000 простых акций) с момента завершения сделки по приобретению.

– 19 июня 2009 года, Компания завершила публичное размещение 51 680 000 новых простых акций с валовым доходом в \$20 млн. для финансирования развития проекта Компании и капитальных затрат. Простые акции были проданы по цене \$0,387 (или CDN \$0,425) каждая.

– 19 декабря 2009 года, Компания подписала соглашение на частное размещение выпуска в размере 10 миллионов штук простых акций двоим инвесторам по цене \$0,50 за акцию, с валовым доходом \$5 млн. Указанные простые акции

были выпущены 4 января 2010 года, доходы от частного размещения будут использованы для финансирования буровой деятельности и для общих корпоративных целей Компании по разработке проекта и капитальных расходов.

– В январе 2010 года компания завершила частное размещение 12 615 000 простых акций с валовым доходом в \$10 миллионов. Простые акции были размещены по цене C\$0,82 за акцию. Чистый доход от размещения был использован Компанией для покрытия капитальных расходов и на общие корпоративные цели.

– 2 марта 2010 года, Компания объявила, что завершила частное размещение 30 000 000 штук простых акций с валовым доходом в \$46,5 миллионов. Простые акции были размещены по цене C\$1,55 каждая. Чистая выручка от размещения была использована Компанией для капитальных расходов и на общие корпоративные цели.

– 20 октября 2010 года, Компания завершила публичное размещение 70 600 000 простых акций с валовым доходом в \$100 млн. Простые акции были размещены по цене C\$1,45 каждая. Чистая выручка от размещения была использована Компанией для финансирования работы на действующих объектах компании в Центральной Азии.

– 9 декабря 2011 года, Компания объявила о завершении частного размещения 26 062 975 простых акций с валовым доходом в \$13 001 981 по курсу C\$0.52 и GBP0.2. Чистую выручку от размещения Компания внесла в покупку еще 34% акций в компании SSEC и для проведения дополнительной работы в Таджикистане.

– 14 мая 2014 года, Компания объявила о предлагаемом частном размещении 36 894 923 простых акций по цене GBP0.24 с валовым доходом в \$15 млн. Частное размещение было завершено в несколько траншей в мае и июне 2014 года, чистый доход от частного размещения был использован для финансирования дальнейшего развития программы казахстанского близповерхностного газа.

- в начале 2015 года 90478 акций были выплачены в рамках совокупного вознаграждения Председателю совета директоров.

- с 31 марта 2015 года до 01 октября 2015 года 296 170 обыкновенных акций были зарезервированы под долгосрочную систему поощрительных вознаграждений или опционов, которые компания может предоставить

• Запланированный будущий выпуск

– В целях привлечения инвестиций для удовлетворения общих потребностей в оборотном капитале, в том числе для финансирования своих Рабочих программ и других финансовых обязательств в Казахстане, Компания намерена выпустить до 589 360 492 новых обыкновенных акций при номинальной стоимости 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая в Компании по цене не менее 0,10 (ноль целых десять сотых) долларов США каждая и не более, чем 0,19 (ноль целых девятнадцать сотых) канадских долларов (приблизительно 0,15 (ноль целых пятнадцать сотых) долларов США по обменному курсу на дату настоящей передачи).

2.6 Выбранные финансовые показатели

US\$'000	За шесть месяцев заканчивающихся 30 июня 2015	Конец года 31 Декабря			
		2015	2014	2013	2012
Продажи и другие доходы	12,792	27,389	36,945	33,629	
Убытки за год после налогов	(27,389)	(16,385)	(17,631)	(20,904)	
Основные и разводнённые убытки в \$ за акцию	(0.08)	(0.05)	(0.05)	(0.07)	
Доходы до отчислений на уплату процентов, налогов и амортизацию с учетом выплат на основе акций	(5,684)	(12,286)	6,659	2,469	
Капитальные расходы	(5,981)	(26,069)	(23,809)	(17,501)	
Всего активов	226,024	238,695	234,618	251,953	
Всего капитал	178,625	205,750	202,593	220,153	
Деньги и денежные эквиваленты	4,942	3,112	25,109	1,750	
Краткосрочные и долгосрочные займы	(26,719)	(15,499)	(13,912)	(17,313)	
Количество обыкновенных акций в обращении	336,712,385	336,452,667	299,557,744	286,707,744	

Выборочные финансовые данные и индикаторы доходов на ближайшие 3 года

	Конец года		
	31 Декабря, 2015	31 Декабря, 2016	31 Декабря, 2017
Выручка (млн.долл.США)	28	47	139
CAPEX (млн.долл.США)	36	19	8

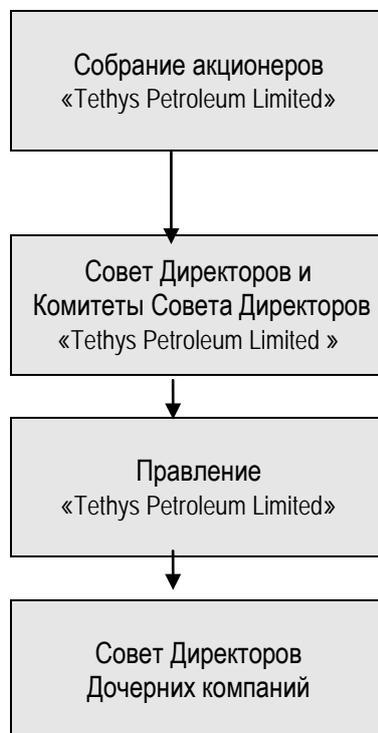
Указанные прогнозные данные являются лишь одними из ряда возможных исходов, которые зависят от ряда факторов, как внутри, так и вне контроля Эмитента. Данные показатели служат в качестве ориентира и не должны рассматриваться как более вероятный исход, чем любой другой, и, следовательно, Компания не несет никакой ответственности за них. Читатели данного меморандума не должны стремиться опираться на них, и они должны быть приняты во внимание в сочетании с предупреждением о прогнозных заявлениях на странице 1.

2.7. Информация о рейтингах

Эмитент не имеет каких-либо рейтингов рейтинговых агентств.

Раздел 3. УПРАВЛЕНИЕ И АКЦИОНЕРЫ

3.1. Структура управления



Высший орган - Общее собрание акционеров

Ежегодные общие собрания

Ежегодные общие собрания Компании проводятся каждый календарный год при условии, что от одного общего собрания до следующего должно пройти не более 15 месяцев. Ежегодные общие собрания проводятся в месте, определенном Советом Директоров, но не в Великобритании. Ежегодные общие собрания созываются Советом Директоров в такое время и в том месте, которое они считают целесообразным.

Внеочередные общие собрания

Все общие собрания Компании, за исключением ежегодных общих собраний, называются внеочередными общими собраниями. Внеочередные общие собрания проводятся в месте, определенном Советом Директоров, но не в Великобритании.

Созыв внеочередного общего собрания

Совет Директоров может созывать внеочередное общее собрание всякий раз, когда они считают это целесообразным. Один или более членов, владеющих не менее одной десятой выпущенного акционерного капитала Компании, могут, удовлетворяя требование Членов, требовать созыв внеочередного общего собрания.

Повестка заседания

Все дела, рассматриваемые на общем собрании, считаются особыми, за исключением нижеследующих дел, рассматриваемых на ежегодном общем собрании:

- (i) получение и рассмотрение годовой отчетности, отчета директоров и аудиторов по данной отчетности;
- (ii) назначение или повторное назначение директоров и аудиторов вместо тех, кто ушел по ротации или иным способом перестал занимать должность; и
- (iii) назначение аудиторов и установление или определение способа установления вознаграждения для аудиторов.

Контролирующий орган – Совет Директоров головного предприятия Компании «Tethys Petroleum Limited».

Совет Директоров несет ответственность за контроль над ведением коммерческой деятельности Компании и руководством, ответственным за ежедневное ведение коммерческой деятельности Компании. По состоянию на дату данного Инвестиционного меморандума, Совет Директоров состоит из шести директоров.

Совет Директоров принял официальный письменный устав («Устав Совета Директоров») в ноябре 2010 г. Он был пересмотрен и обновлен в сентябре 2013 г. Мандат Совета Директоров заключается в управлении Компанией, в интересах Компании. Устав Совета Директоров, круг обязанностей Совета Директоров включает в себя следующее:

- Рассмотрение и утверждение стратегических, деловых планов, а также планов по капиталовложениям Компании.
- Обзор основных рисков коммерческой деятельности Компании и контроль реализации путем управления соответствующими системами для регулирования такими рисками.
- Обзор новейших разработок, которые могут повлиять на стратегию роста Компании.
- Разработка и реализация программ управления и план преемственности должностей Совета Директоров, включая развитие в структуре организации.
- Обзор, утверждение и внесение необходимых изменений в корпоративные принципы распространения информации и контроль практики управления для обеспечения надлежащей, точной и своевременной передачи информации о Компании.
- Разработка специальных и соответствующих корпоративных систем измерения и внутреннего управления, а также систем управления информацией на месте в отношении эффективности бизнеса и его целостности.
- Рассмотрение и утверждение корпоративной этики, применимой к Компании и в соответствии с законодательными и нормативными требованиями.
- Рассмотрение соблюдения Компанией и ее дочерних компаний учредительных документов, а также закона и правил, содержащих юрисдикцию и другой применяемый закон и правила, включая фондовые биржи, где ценные бумаги Компании могут котироваться.
- Утверждение промежуточной и годовой финансовой отчетности.
- Несение ответственности за Исполнительного Директора и других должностных лиц, а также за создание Исполнительным Директором и другими должностными лицами культуры целостности всей организации.

Совет Директоров считает, что руководство несет ответственность за эффективное, результативное и рациональное использование текущего управления Компании, попадающего под действие руководства Совета.

Совет Директоров придерживается высоких стандартов корпоративного управления. Совет Директоров считает, что данное обязательство не только в интересах акционеров, но также способствует эффективному принятию решений на уровне Совета Директоров. Совет считает, что его подход к корпоративному управлению является уместным и продолжает работать, чтобы соответствовать действующим рекомендациям и тем, что содержатся в NP 58-201. Кроме того, Совет Директоров контролирует и рассматривает для реализации корпоративные стандарты управления, предложенные различными кандидатами регулятивных органов.

Совет Директоров несет ответственность за контроль над ведением коммерческой деятельности Компании и управлением, осуществляющим организационно-контрольное сопровождение, ответственное за ежедневное ведение коммерческой деятельности Компании.

В Компании в данное время пять директоров, каждый из которых будет занимать пост до следующего ежегодного общего собрания акционеров или пока он или его преемник не будет выбран, за исключением того, если его/ее офис был ранее освобожден. Директора избираются каждый год акционерами Компании на Ежегодном общем собрании акционеров. Совет Директоров рассматривает состав своих членов на ежегодной основе и определяет численность Совета.

3.2. Совет Директоров

Информация по Совет директоров Эмитента по состоянию на 31 октября 2015 года представлена ниже.

Имя и место жительства	Занимаемая должность в Компании	Директор / Должностное лицо с	Основное занятие за последние 5 лет	Акции, находящиеся в собственности
Джон Белл, Великобритания Дата рождения: 15 октября 1965 г.	Директор/ Исполнительный директор	17 ноября 2014 г.	Будучи Исполнительным директором «Тетис», г-н Белл имеет большой опыт работы в Совете Директоров, а также в корпоративном управлении, исполняя функции Директора в нескольких Советах, как частных, так и зарегистрированных.	450,113
Дэвид Хендерсон США Дата рождения: 11 апреля 1951 г.	Директор / Независимый директор	17 ноября 2014 г.	Дэвид Хендерсон имеет более, чем 30 лет опыта работы в нефтегазовой отрасли. В настоящее время он является президентом частной компании ТОО «Энерджи Партнерс».	Отсутствуют
Джеймс Роулс США Дата рождения: 18 сентября 1952 г.	Директор / Независимый директор	1 сентября 2009 г.	Будучи Директором «Тетис», Г-н Роулс был президентом и владельцем нефтегазовой компании «Роулс Ресурс Инк.» с июня 2000 г.	129 393
Дэвид Робертс Великобритания Дата рождения: 21 февраля 1962 г.	Директор / Независимый директор	17 ноября 2014 г.	Дэвид Робертс имеет более 30 лет опыта работы в нефтегазовой отрасли. Он является Исполнительным директором консалтинговой компании ТОО «Вудфол Консалтинг», основанной им в 1999.	20 000
Адеола Огунсеми, США Дата рождения: 28 сентября 1972 г.	Директор / Независимый директор	17 ноября 2014 г.	Г-н Огунсеми имеет 16-летний опыт работы в нефтегазовой отрасли из своего общего 20-летнего опыта работы. В настоящее время он является Финансовым директором «Оандо Энерджи Ресурс».	Отсутствуют

Участие директоров в уставном капитале Компании
См. Таблицу 3.2. Участие директоров в акциях.

Комитеты Совета Директоров

В Компании четыре постоянно действующих комитета таких, как Аудиторский комитет, Комитет по отбору кандидатов и оплате труда, Комитет по резервам и Исполнительный комитет. Действующие комитеты состоят из членов под председательством лиц, указанных в следующей таблице.

Комитет	Члены	Обладающий независимым состоянием
Аудиторский комитет	Адеола Огунсеми – Председатель Дэвид Хендерсон Джеймс Роулс	Да Да Да
Комитет по отбору кандидатов и оплате труда	Дэвид Хэнденсон – Председатель Дэвид Робертс	Да
Комитет по резервам	Дэвид Робертс – Председатель Джеймс Роулс	Да Да
Исполнительный совет (Исполнительный комитет)	Джон Белл	Нет

Аудиторский комитет

Аудиторский комитет Компании («Аудиторский комитет») несет ответственность за рассмотрение финансовой отчетности Компании, внутренний контроль и деятельность независимых аудиторов. Устав Аудиторского комитета «TPL» был рассмотрен и обновлен в марте 2013 г., а копия обновленного Устава приложена в качестве Приложения С-1 данной Годовой Информационной Формы.

Все члены Комитета считаются независимыми и финансово грамотными в свете NI 52-110. Аудиторский Комитет имеет определенный мандат и несет ответственность за рассмотрение и контроль функции внешнего аудита, представляя независимого аудитора и условия такого назначения, изучая отчеты независимых аудиторов и важные заключения, а также рассматривая и представляя на утверждение Совету Директоров всю общедоступную финансовую информацию такую, как финансовую отчетность, обсуждение и анализ руководства компании финансовых результатов, годовые информационные формы и проспекты.

Комитет по резервам

Основной функцией Комитета по резервам является представление специалиста по оценке резервов, обеспечение независимости специалиста по оценке, рассмотрение методов для представления оценки резервов, независимая встреча со специалистом по оценке для рассмотрения годового обзора резервов, обсуждение замечаний и разногласий с руководством, ежегодная оценка работы специалиста по оценке и утверждение ежегодного отчета запасов Компании, формы информированного согласия по управлению, а также специалиста по оценке. Комитет по резервам выполняет соответствующую роль, как вышеописанные дополнительные независимые резервы, ресурсы или отчеты об экономической оценке, за исключением ежегодного обзора резервов.

Исполнительный совет (Исполнительный комитет)

В феврале 2008 г. Совет Директоров утвердил информацию об «Исполнительном совете» (действующего как Исполнительный комитет). Исполнительный совет в настоящее время включает в себя Джона Белла (Председателя), являющегося Исполнительным председателем Компании. Целью Исполнительного совета является позволить Совету Директоров делегировать полномочия по реагированию на текущие или срочные вопросы, когда невозможно провести собрание Совета Директоров в полном составе. Исполнительный совет делает доклад Совету Директоров о собрании и работе, являющейся результатом последующих собраний Совета Директоров.

3.3. Денежное вознаграждение, выплачиваемое директорам

Информация о денежном вознаграждении для директоров и высшего руководства детально изложена в информации для управления Компаний от 11 мая 2015 г., доступной на веб-сайте Компании Компании <http://www.tethyspetroleum.com/investor-relations/financial-reports>
<http://www.tethyspetroleum.com>.

Сумма денежного вознаграждения, предусмотренная для текущих директоров Компании на конец года 31 декабря 2014 составляет 221 778 долларов США \$ г.

3.4. Персонал Компании

Среднемесячная численность работников в «Tethys Petroleum Limited», его дочерних предприятиях является следующей:

	На конец квартала 30 июня 2015 г. (количество)	На конец года 31 декабря 2014 г. (количество)	На конец года 31 декабря 2013 г. (количество)	На конец года 31 декабря 2012 г. (количество)
Общее число занятых	301	419	492	560

Высший менеджмент «Tethys Petroleum Limited»

- Джон Белл, Исполнительный директор (представлено выше)
- Джулиан Хаммонд, Генеральный директор

Сведения о высшем менеджменте Эмитента

Менеджмент	Опыт работы	Денежное вознаграждение за 2014 год в долларах США	Количество акций Эмитента в собственности в штуках
Джон Белл, Исполнительный директор	(представлено выше)	(представлено выше)	(представлено выше)
Джулиан Хаммонд, Главный исполнительный директор	С июля 2012 года и по настоящее время генеральный директор (CEO) «Tethys Petroleum Limited». До своего назначения в качестве генерального директора, г-н Хаммонд занимал должность заместителя генерального директора с февраля 2011 года, и коммерческого директора с февраля 2007 года	497,993	сведений нет

3.5. Акционеры Эмитента

На дату данного меморандума Компания имеет 336 839 315 акций в обращении. Акции Компании котируются на фондовой бирже в Торонто, которая является первичным листингом Компании, а также на фондовой бирже в Лондоне, где она имеет стандартный листинг. По данным Bloomberg число акционеров Компании, включая номинальных держателей акций Компании составляет около 30.

По сведениям директоров и должностных лиц Компании на дату данного инвестиционного меморандума, ни одно лицо или компания прямо или косвенно не осуществляет контроль на праве собственности более 5% голосующих акций, прилагаемых ко всем выпущенным или простым акциям в обороте, за исключением того, как указано в таблице ниже.

Наименование и местонахождение	Количество простых акций	Процент простых
--------------------------------	--------------------------	-----------------

акционера		акций
Pope Asset Management, LLC Memphis, Tennessee	63 982 287	18.99%
Capital Research Global Investor Los Angeles, CA 90071 United States	26,884,036	7.98%
JP Morgan Chase & Co 270 Park Ave. New York, NY 10017-2070	25,888,748	7.68%

3.7. Информация об аффилированных лицах (связанных лиц) эмитента

Все дочерние компании и совместные предприятия, приведенные в таблице 2.2, а также лица, указанные в таблице 3.2., являются заинтересованными сторонами Эмитента.

3.8. Информация о сделках, повлекших за собой изменения в главном пакете акций (более 5%) в течение периода с 1 января 2012 г. по 01 октября 2015 г.

Никаких изменений за данный период не произошло.

3.9. Информация об организациях, акции которых находятся в собственности Эмитента в количестве (размере) пяти и более процентов от общего количества размещенных акций (оплаченного акционерного капитала).

Организации, в которых Эмитент владеет более пяти процентов акций, приведены в разделе 2.2. Все компании владеют 100%, за исключением случаев, которые были указаны.

Финансовые данные дочерней организации, оказывающие существенное влияние на финансовые показатели Эмитента

2014	Tethys Aral Gas LLP	2013	Tethys Aral Gas LLP	2012	Tethys Aral Gas LLP
	(тыс. USD)		(тыс. USD)		(тыс. USD)
Активы	132,353	Активы	116,089	Активы	108,258
Выручка	27,301	Выручка	35,943	Выручка	31,585
Прибыль	7,359	Прибыль	6,302	Прибыль	3,512
Собственный капитал	27,833	Собственный капитал	(19,359)	Собственный капитал	(29,568)
Денежный баланс на начало года	106	Денежный баланс на начало года	948	Денежный баланс на начало года	1,468
Денежный баланс на конец года	691	Денежный баланс на конец года	106	Денежный баланс на конец года	948

3.9. Индустриальные, банковские и финансовые группы, холдинги, трасты и сообщества, в которых участвует Эмитент.

Эмитент не участвует в каких-либо индустриальных, банковских и финансовых группах, холдингах и трастах.

Раздел 4. БАНКИ, КОНСУЛЬТАНТЫ И АУДИТОРЫ ЭМИТЕНТА

Банки – действующие счета

Банки	Адреса	Услуги, предоставляемые Эмитенту
Канадский имперский банк торговли	25 Main St. P.O.Box 68 Большой Кайман, KY1-1102 Каймановы острова	Действующие счета

Юрист консультант компании ТОО «Шепард энд Веддербурн» Shepherd & Wedderburn LLP Condor House 10 St. Paul's Churchyard London EC4M 8AL	Финансовый консультант ТОО «ВСС Инвест» ул. Шевченко, 100, Алматы Казахстан Контактное лицо – В.А.Кышпанаков ТОО «ВСС Инвест» был назначен в качестве финансового консультанта с целью регистрации и листинга Эмитента на Казахстанской фондовой бирже.
---	---

Аудитор

ТОО «ПрайсвотерхаузКуперс»
111-5 авеню SW, кв. 3100, Калгари АВ Т2Р 5L3
Канада
Партнер – Хуррам Асгар

ТОО «ПрайсвотерхаузКуперс» было назначено для проведения аудита финансовой отчетности Эмитента на конец года 31 декабря 2014 г. KPMG LLP, Лондон, Великобритания, аудитор, назначенный для проведения аудита финансовой отчетности Эмитента на конец годов 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г. ТОО «ПрайсвотерхаузКуперс» был принят в официальный список аудиторов Казахстанской фондовой биржи 2 октября 2012 г.

В течение следующих трех лет аудит финансовой отчетности должен быть проведен одной из аудиторских компаний из списка аудиторских фирм, одобренных АО «Казахстанская фондовая биржа».

Раздел 5. ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭМИТЕНТА

5.1. Общая информация

С помощью своих дочерних компаний, Компания занимается разведкой, разработкой и добычей нефти и природного газа в Центральной Азии и Каспийском регионе, в настоящее время в Казахстане, Таджикистане и Грузии. Вся собственность Компании находится на суше. В связи с изменениями в бизнесе и политической среде в Узбекистане, Компания прекратила свою деятельность с Узбекистаном со 2 января 2014 г.

В Казахстане активы Компании в настоящее время находятся в четырех смежных областях региона к западу от Аральского моря, в геологическом районе, известном как бассейн Северного Устюрта, который находится на юго-восточной окраине богатого Прикаспийского седиментационного бассейна на углесодержащем стратиграфическом уровне и вглубь Прикаспийского седиментационного бассейна. Это самые выгодные активы, принадлежащие «TPL».

За последние несколько лет Компания достигла значительного успеха в сфере разведки месторождений. Компания инвестировала средства в строительство комплексной инфраструктуры в отдаленном районе, представлявшем сложности в материально-техническом отношении. Компания прогнозирует рост производства в этом году, особенно в сфере добычи газа, который она рассчитывает продавать в КНР после того, как казахстанско-китайский трубопровод начнет функционировать

В Таджикистане проекты Компании находятся в юго-западной части страны, в геологическом бассейне, известном как Афгано-Таджикский бассейн, являющийся частью, а также восточной составляющей бассейна Амударьи, расположенного в Узбекистане, Туркменистане и Афганистане, и являющегося одним из производительных бассейнов по добыче природного газа в целом. Компания в течение нескольких последних лет была сосредоточена на процессе интенсивного сбора данных с целью привлечения крупных нефтегазовых компаний, с которыми можно иметь партнерские отношения для бурения глубоких скважин, опираясь на большой потенциал данной малоизученной области плодородного бассейна Амударьи. «TPL» успешно выполнил данный план и в июне 2013 г было заключено Соглашение о сдаче в аренду с «Total» и «CNODC».

В январе 2014 г. Компания завершила приобретение 50% долевого участия в блоках XIA, XIM и XIN (Проект Иберия) в восточной Грузии, поблизости от столицы Тбилиси. Данные блоки расположены между бассейном реки Кура, на побережье Южного Каспийского бассейна, со значительным потенциалом для традиционной и нетрадиционной добычи нефти и газа. Компания работает с местным партнером ТОО «Georgia Oil and Gas Limited» и занимается разведкой месторождений с целью выявления и организации традиционного и нетрадиционного серийного производства целевого углеводорода. Недавняя реорганизация привела к снижению доли Компании в Проекте Иберия с 56% до 49%, а с 1 февраля 2015 г. ТОО «Georgia Oil and Gas Limited» стало компанией-оператором, организующим разработку трех лицензионных участков. Компания намерена снизить или продать свою долю в Грузии для того, чтобы сосредоточиться в своей деятельности на других регионах.

В Узбекистане Компания работает в качестве сервисного подрядчика по распределению риска для узбекских государственных партнеров, которые предоставили Компании права на увеличение объема производства нефти из скважин на участке Северный Уртабулак в южно-центральной части страны. В течение второй половины 2013 г. деятельность Компании была серьезно затронута с закрытием нефтеперерабатывающего завода в Фергане и ухудшением ситуации в бизнесе и политическом климате страны. Компания прекратила свою деятельность в Узбекистане 2 января 2014 г. и завершила свой выход из Контракта по улучшению добычи для участка Северный Уртабулак в 1 квартале 2014 г. Компания в настоящее время передает оставшиеся активы BHCL.

Нефтяной бизнес в Казахстане

С помощью своих дочерних предприятий, Компания занимается разведкой, разработкой и добычей нефти и природного газа в Казахстане. Все имущество Компании находится на суше.

Казахстан является производителем нефти с 1911 г. и является второй после России страной по запасам и производству нефти среди бывших советских республик.

Казахстан является крупным производителем нефти. По оценкам добыча общего количества нефти и других жидких углеводородов составила 1,70 млн. баррелей в день в 2014 г. Важнейшим фактором для продолжения роста будет разработка участков Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Также, для роста производства, необходимо развитие дополнительного экспортного потенциала.

Согласно журнала по нефти и газу, Казахстан имеет разведанные резервы неочищенной нефти в количестве 30 млрд. баррелей по состоянию на январь 2014 г. – это второе крупнейшее достояние в Евразии после России и двенадцатое место в мире после США. В текущем производстве нефти, в Казахстане осваиваются два гигантских месторождения на суше на северо-западе страны: Тенгиз и Карачаганак, которые производят около половины от общего объема производства нефтепродуктов Казахстана. Морской участок Кашаган, расположенный в казахстанской части Каспийского моря, также будет играть важную роль в производстве сырья Казахстана в ближайшие годы.

Казахстан входит в пятнадцать ведущих стран мира по запасам сырой нефти. Нефтяные и газовые районы составляют 62% от общей площади страны и включают в себя 173 нефтяных месторождения, из которых более 80-и дают добычу. Более 90% запасов нефти находятся в пятнадцати крупнейших месторождениях страны: Тенгиз, Кашаган, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Каражанбас, Кумколь, Северный Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское. Нефтяные месторождения расположены на территории шести из четырнадцати областей Казахстана: Актобе, Атырау, Восточный Казахстан, Мангыстау, Караганда и Кызылорда. Около 70% запасов нефти сосредоточены на западе Казахстана.

Атырауская область является наиболее изученной, включающей в себя более 75-и разведанных месторождений с разрабатываемыми запасами около 930 млн. тонн. Крупнейшим месторождением в регионе является Тенгиз с начальными извлекаемыми запасами 781 100 000 тонн. Другие участки данного региона включают около 150 млн. тонн извлекаемых запасов. Более половины этих запасов находятся на двух участках: Королевское (55,1 млн. тонн) и Кенбай (30,9 млн. тонн).

Мангистауская область включает в себя более 70-и разведанных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами 725 млн. тонн нефти и 5,6 млн. тонн конденсата. Менее половины участков в настоящее время дают добычу, и большинство из них находится на конечном этапе производства. Большая часть оставшихся запасов считаются трудно извлекаемыми. Крупнейшими месторождениями в данном регионе являются Узень, Жетыбай, Каламкас и Каражанбас.

Наиболее значительным участком в Западно-Казахстанской области является Карачаганак с извлекаемыми запасами около 320 млн. тонн нефти и более 450 миллиардов кубических метров газа. В сентябре 2005 г. был объявлено о новом открытии в Федоровском блоке, который находится недалеко от Карачаганака, где запасы сырой нефти и газового конденсата оцениваются приблизительно в 200 млн. тонн.

Актюбинская область потенциально богата сырой нефтью и газом, где было обнаружено около 25 месторождений. Наиболее значительным геологическим открытием была группа участков Жанажол с извлекаемыми запасами около 170 млн. тонн. В 2005 году новый участок Умит был объявлен как открытие в центральном блоке восточной части Прикаспийского бассейна.

Кызылординская и Карагандинская области считаются пятым нефтяным районом Казахстана, основным ресурсом которого является группа участков Кумколь. Летом 2005 г. ПетроКазахстан, управляющая компания в данной области, объявила об открытии коммерческих запасов на его лицензионном участке Кульжан, который находится к северу от месторождения Кызылкия.

В Казахстане, активы Компании в настоящее время находятся в четырех смежных контрактных областях к западу от Аральского моря, в геологическом районе, известном как бассейн Северного Устюрта, находящегося на юго-восточной окраине богатого Прикаспийского седиментационного бассейна и на каменноугольном стратиграфическом уровне, вглубь Прикаспийского седиментационного бассейна.

5.2. Обзор Компании «Tethys Petroleum Limited»

Казахстан является независимой республикой, крупнейшей по величине страной в Центральной Азии и девятой по величине страной в мире, с площадью около 2,7 млн. км², с населением около семнадцати миллионов человек. Казахстан обладает богатыми углеводородными ресурсами, относящимися к некоторым наиболее значимым нефтяным и газовым месторождениям в мире. С 2012 г. здесь произведено 1 728 тыс. баррелей нефти и 19,7 млрд. куб.м природного газа.

Участки Компании, производящие добычу газовых месторождений (Кызылой и Аккулка) и два разведочных блока (Аккулка и Кул-Бас, Аккулка, содержащий месторождения нефти Дорис), находятся к западу от Аральского моря в геологической области, известной как бассейн Северный Устюрт. Данные участки находятся в Актюбинской области на западе Казахстана.

Компания имеет 100% долю участия в ТОО «ТетисАралГаз» и ТОО «Кул-Бас» и является оператором двух проверенных участков мелкозалегающего газа (участки Кызылой и Аккулка), осуществляющие, согласно лицензии и Контракта на эксплуатацию, производство участков Кызылой и Аккулка ТОО «ТетисАралГаз» также имеет 100% долю участия в двух проверенных нефтяных месторождениях (участки Дорис и Дион), владеющее прилегающей территорией Аккулка согласно лицензии на геологическое изучение и контрактной площади, а ТОО «Кул-Бас» имеет 100% долю участия в Контракте на разведку и эксплуатацию. Данные контрактные площади находятся в Актыбинской области на западе Казахстана.

В 2007 г. «ТРЛ» построил газопровод протяженностью 56 км и диаметром 325 мм от сборного пункта Кызылой до основного магистрального газопровода Бухара-Урал, где дожимная компрессорная станция (ДКС) была построена в 910 км от газопровода с потоком природного газа, следующим в основной трубопровод, принадлежащим «Интергаз Центральная Азия» - подразделение казахстанской государственной компании «КазТрансГаз». Магистральный газопровод транспортирует газ из Центральной Азии в Российскую федерацию и далее в Европу. Участки Кызылой и Аккулка добывают мелководно-морской песчаник эоценового периода на глубине приблизительно 500 м. Участок Аккулка впоследствии имел отношение к данной системе, а ДКС была усовершенствована. Чуть глубже был найден резервуар "Тасаран" для продуктивности газа на той же территории, где также планируется дальнейшая разработка данных газовых месторождений. «Тетис» также обнаружила нефть в более глубоких ярусах в блоке Аккулка участка Дорис.

Запасы и ресурсы Эмитента

Ниже представлен отчет о состоянии запасов в Казахстане. Компания привлекла «Густавсон» для оценки резервов нефти и природного газа Компании в Казахстане (не включая никакие резервы участков в Таджикистане и Грузии). В связи с этим «Густавсон» подготовил независимую оценку нефтяных и газовых запасов Компании в отношении Казахстана от 25 февраля 2015 г. ("Отчет") с даты вступления в силу Отчета от 31 декабря 2014 г. Отчет был подготовлен в соответствии с NI 51-101.

В следующих сводных таблицах могут возникнуть различия из-за округления.

Категория запасов	Легкая и средняя нефть		Природный Газ		Итого	
	Гросс (тысяч баррелей)	Нетто (тысяч баррелей)	Гросс (млрд. куб. футов)	Нетто (млрд. куб. футов)	Гросс (мбнэ)	Нетто (мбнэ)
Казахстан						
Разведанные						
Разрабатываемые месторождения	2,178	2,104	11,996	10,479	4,178	3,850
Неразрабатываемые месторождения	304	292	28,998	26,003	5,136	4,626
Неразработанный	4,075	3,909	19,367	17,263	7,303	6,787
Общий объем	6,557	6,305	60,360	53,745	16,617	15,262
Вероятные	5,804	5,573	27,926	24,826	10,459	9,711
Общий объем доказанных плюс вероятных	12,361	11,878	88,287	78,571	27,076	24,973
Возможные	8,185	7,704	36,269	32,314	14,230	13,090
Общий объем доказанных плюс вероятных плюс возможных	20,546	19,582	124,556	110,885	41,306	38,063

Подготовлен коллективом «Густавсон» (Канада) с датой вступления в силу 31 декабря 2014 г. Отчет отвечает ожиданиям Руководства по оценке канадской нефти и газа в соответствии с требованиями национального инструмента 51-101, Стандартов обнаружения для месторождений нефти и газа канадских администраторов по безопасности.

Кроме того Эмитент утвердил запасы свободного газа месторождений на Кызылой и Аккулка, утвержденных ГКЗ (ГКЗ или SRC) Комитета геологии и недропользования РК по, а также эксплуатационных запасов для нефтяного месторождения Дорис, которые производятся в соответствии с системой применимой в Казахстане C1 + C2

Таджикистан

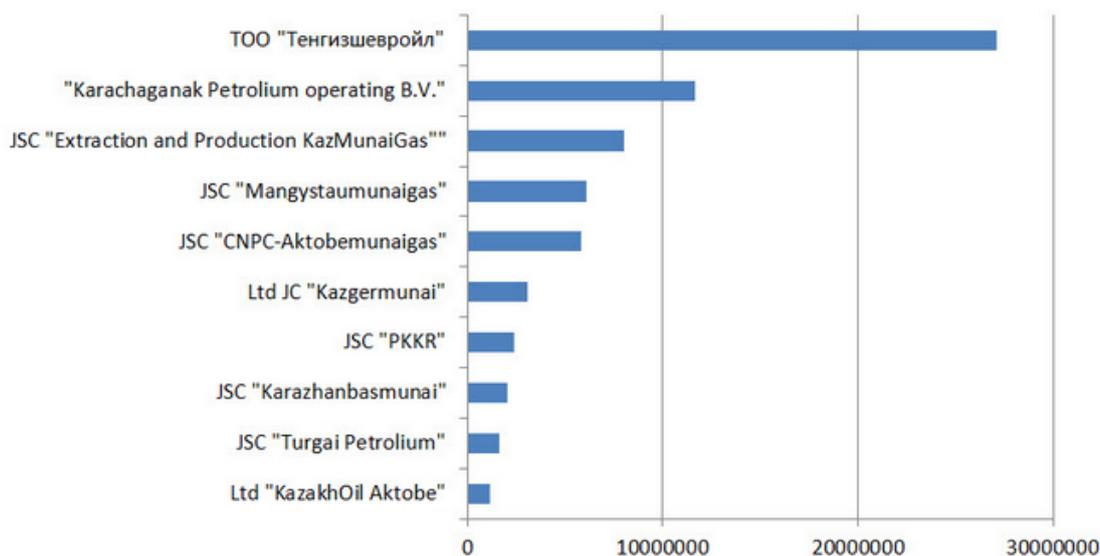
Из-за отказа от скважины BST20 и близлежащих участков Бештентак и Комсомольское в рамках процесса сдачи в аренду и позднее отказа от текущего плана по внедрению данных методов, в соответствии с Соглашением о совместной деятельности, нет никаких резервов, приписываемых Таджикистану на 31 декабря 2014 г.

5.3. Информация о конкурентах Компании, добывающих неочищенную нефть и газ на территории Казахстана.

Основные конкуренты.

Нефтегазовая отрасль является высоко конкурентной. Компания конкурирует в сфере приобретения геологических объектов, а также в сфере разведки, разработки, добычи и маркетинга нефти и газа с большим количеством других участников, некоторые из которых, возможно, имеют больше финансовых ресурсов, персонала и средств, чем Компания. По состоянию на 2013 г. общий объем нефти и газового конденсата добыт 10-ю крупнейшими компаниями, это 84% от общего объема производства нефти в Республике Казахстан (см. таблицу ниже). Способность Компании увеличивать запасы в будущем будет зависеть не только от ее способности развиваться, но также от ее способности выбирать и приобретать подходящее имущество, приносящее доход или методы поисково-разведочного бурения. Конкурентные факторы в распределении и сбыте нефти и газа включают в себя цену, методы и надежность доставки, а также наличие импортных продуктов.

**The volume of oil and gas condensate in 2013., tons.
Top 10 oil companies in Kazakhstan**



Источник: JSC «IACOG»

Объем конденсата нефти и нефтяного газа в 2013 г., тонны. Топ 10 нефтяных компаний в Казахстане

Основные преимущества Компании перед конкурентами относятся к ее опыту в Казахстане, геологической экспертизе и, с учетом рыночных условий, доступа к капиталу. Высшее руководство Компании имеет полное понимание геологии Казахстана и его текущих проблем и возможностей. Высшее руководство компании также имеет полное представление о коммерческих и нормативно-правовых условиях в Казахстане. Будучи официально зарегистрированной на бирже, Компания будет иметь определенные конкурентные преимущества по сравнению с другими иностранными организациями, работающими в Казахстане с учетом доступа к капиталу (в соответствии с рыночными условиями). Однако государственные компании и некоторые многонациональные нефтяные компании имеют больше финансовых ресурсов, чем Компания. Дальнейший успех Компании будет основываться на ее способности привлекать капитал с целью расширения своих производственных возможностей и в дальнейшем, на ее инициативы по изыскательским работам.

В Казахстане активы Компании в настоящее время находятся в четырех смежных контрактных территориях в регионе к западу от Аральского моря, в геологическом районе, известном как бассейн Северного Устюрта, который находится на юго-восточной окраине Прикаспийского седиментационного бассейна и на каменноугольном стратиграфическом уровне, вглубь Прикаспийского седиментационного бассейна. Это активы месторождений на поздней стадии разработки, а Компания достигла значительного успеха в сфере разведки месторождений за последние несколько лет.

5.4. Прогноз будущего развития нефтяной промышленности и рыночных условий, в которых работает Эмитент.

Казахстан является одним из самых богатых ресурсами регионов в мире, и очень хорошо расположен с географической точки зрения, чтобы ответить на растущий спрос на углеводороды, быстрого роста активов и уменьшения запасов. Казахстан является страной со стабильной властью, поощряющей иностранные инвестиции. Компания изучает целесообразность предлагаемой поставки газа и сырой нефти на экспорт в Китайскую Народную Республику в дополнение к внутреннему рынку Республики Казахстан. Компания имеет право на экспорт газа в КНР и в настоящее время, уже может продавать нефть на внутреннем рынке, получая право на экспорт нефти согласно Договору на проведение поисково-разведочных работ на участке Аккулка и Контракту на эксплуатацию.

Согласно договору о совместной разработке Бохтара, Компания имеет право на независимую торговлю и экспорт любой нефти и газа из контрактной площади. В настоящее время нет продаж нефти и газа с контрактной территории. В случае обнаружения месторождения, Компания будет принимать оптимальное решение для маркетинговой добычи углеводородов. В зависимости от рыночных условий, объема производства, типа углеводородов и общего подхода CNPC и Total к маркетингу, Компания может самостоятельно, а также совместно с CNPC и Total решать осуществлять ли продажу на внутреннем рынке или осуществлять экспорт продукции. Согласно Бохтар PSC и Договору о совместной разработке с CNPC и Total, Компания оставляет за собой право на рыночное производство в любой юрисдикции. В настоящее время там нет форвардных контрактов.

Продажа нефти в Таджикистане была произведена исключительно из скважины Бештентак BST20, которая вырабатывалась в период с октября 2011 г. до начала июня 2013 г. с завершением соглашения о сдаче в аренду.

5.5.- Информация о попытках третьих сторон получить контроль над Эмитентом (с помощью приобретения акций) или попыток Эмитента приобрести другую компанию в течение последнего закончившегося периода или текущего года

За последний заверченный финансовый год не было никаких попыток со стороны третьих лиц получить контроль над Эмитентом

5.6. Информация об условиях наиболее важных контрактов, соглашений, заключенных Эмитентом, которые могут оказывать существенное влияние на деятельность Эмитента.

Оповещение в отношении наиболее важных контрактов, соглашений можно найти на канадском интернет сайте <http://sedar.com> и на сайте Компании в качестве публикации, допустимой согласно применимого Законодательства. Компания также должна предоставлять информацию о важных контрактах, которая может быть доступна на этом веб-сайте.

5.7. Информация о лицензиях и рабочих программах Эмитента.

Казахстан

В следующей таблице приведены основные свойства Компании в Казахстане (и эффективное процентное долевое участие Компании в ней):

Имущество и Контракт	Эффективное процентное долевое участие (на 31 декабря 2014 г.)	Бассейн	Общая площадь (в км ²)	Дата окончания (не принимая во внимание продление срока)
Лицензия и Контракт на эксплуатацию участка Кызылой	100%	Северный Устюрт	449.3	June 2029
Контракт и лицензия на геологическое изучение участка Аккулка ⁽¹⁾	100%	Северный Устюрт	1,107.9	March 2019
Контракт на эксплуатацию участка Аккулка ⁽²⁾	100%	Северный	109.5	December 2018

		Устьюрт		
Контракт на разведку и добычу участка Кул-Бас ⁽³⁾	100%	Северный Устьюрт	7,632.0	Exploration up to November 2015 Production up to November 2032

Примечания:

- (1) Контракт на эксплуатацию участка Аккулка находится в пределах лицензии на геологическое изучение и контрактной площади.
- (2) После первого отказа от права на разработку по контракту, подтвержденного казахстанскими властями в декабре 2008 г., дальнейший отказ от права на разработку по контракту был согласован с казахстанскими властями, которые сократили площадь до 7 632 км² в ноябре 2009 г. и который был подтвержден казахстанскими властями в декабре 2010 г.

Лицензия и Контракт на эксплуатацию участка Кызылой

Участок Кызылой был впервые обнаружен в 1967 г., а также осуществлением дополнительного взрыва при сейсморазведочных работах в 1990-х. Лицензия и Контракт на эксплуатацию участка Кызылой для производства газа была выдана казахстанским государством государственной холдинговой компании «Казахгаз» 12 июня 1997 г. и была передана «BN Мунай» (переименовано в TAG) 15 мая 2001 г. Контракт был заключен между Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (МЭМР) и TAG 5 мая 2005 г. первоначально до 12 июня 2007 г. и был, впоследствии, продлен до июня 2014 г., а затем, с учетом некоторых поправок до июня 2029 г. Добыча газа началась по Контракту в декабре 2007 г. В нем нет обязательного отказа от права на разработку, возврата или изменений в собственности в отношении производственной контрактной площади Кызылой.

Лицензия и Контракт на эксплуатацию участка Кызылой дает TAG права на разведку и добычу на площади приблизительно 449,63 км², простирающейся вниз к основанию палеогенного периода. Согласно Контракту, TAG обязан возместить Казахстанскому государству 1,2 млн. долл. США исторических затрат, подлежащих выплате равными ежеквартальными платежами в период с начала производства до полного возмещения. На сегодняшний день TAG выполнил данное обязательство.

В июне 2014 г. Компания получила разрешение от Министерства нефти и газа Республики Казахстан о продлении Контракта на эксплуатацию участка Кызылой на последующие 15 лет до июня 2029 г. Рабочие программы для 15-летнего периода были согласованы на общую сумму 114 567 000 долл. США, которые включают в себя обязательный платеж для 2015 г. в размере 7 487 200 долл. США.

Налог на добычу полезных ископаемых ("НДПИ") на внутреннем рынке продажи газа рассчитывается по ставке от 0,5% до 1,5% от стоимости годового объема продаж газодобычи и 10% при экспорте. Продажи с участка Кызылой осуществляются в настоящее время внутри страны, и в связи с этим НДПИ составляет 0,5%, платежи выплачиваются ежеквартально.

Согласно Лицензии и Контракту на эксплуатацию участка Кызылой, TAG обязан ежегодно выделять не менее 1% от ее капитальных затрат на профессиональную подготовку казахстанских кадров, участвующих в работе. Кроме того, TAG обязан ежегодно предоставлять 30 000 долл. США для участия в социально-экономическом развитии Актюбинской области. TAG также должен установить ликвидационный фонд для рекультивации контрактной территории и ежегодно вносить в такой фонд в размере 1% от его капитальных расходов.

Контракт на производство газа на участке Аккулка

23 декабря 2009 г. TAG и МЭМР подписали Контракт на эксплуатацию участка Аккулка, предоставляя TAG эксклюзивное право на добычу газа из блока Аккулка на срок девять лет.

Начальные семь скважин, относящиеся к Контракту по эксплуатации участка Аккулка, привязаны к существующей инфраструктуре трубопроводной сети участка Кызылой Компании, а дополнительная компрессия была установлена на газовой магистрали Бухара-Урал. Таким образом, производство газа из блока по Контракту на эксплуатацию участка Аккулка началось после подписания Соглашения о продаже газа ТОО «Азия Газ НГ» и распределения пропускной способности трубопровода «Интергаз Центральная Азия». Коммерческое производство началось 6 октября 2010 г. В нем нет обязательного отказа от права на разработку, возвратов или изменений в собственности в отношении производственной контрактной площади участка Аккулка.

Обусловленное начало коммерческого производства на договорной территории участка Аккулка в сумме 3 500 000 долл. США было связано с возмещением исторических затрат казахстанскому государству, понесенных ранее в отношении договорной территории. Для этой части контрактной территории, с которой началось производство в 2010 г., поэтапные платежи в течение девяти лет на общую сумму около 933 997 долл. США подлежат выплате равными ежеквартальными платежами в период с начала производства до полного возмещения. Контракт на производство газа предусматривает Налог на добычу полезных ископаемых, который заменяется роялти. НДПИ от продажи газа рассчитывается по ставке от 0,5% до 1,5% от стоимости

годового производства газа для продажи на внутреннем рынке и 10% на экспорт. НДС в настоящее время подлежит оплате по Контракту на эксплуатацию участка Аккулка в размере 0,5%.

Программы работы в период с 1 октября 2012 г. по 1 октября 2015 г. были согласованы на общую сумму 4 421 300 долл. США, включающие в себя обязательный платеж за период с 1 октября 2014 г. по 1 октября 2015 г. в размере 1 172 500 долл. США. По состоянию на 31 декабря 2014 г. все обязательные платежи за периоды до 1 октября 2015 г. были выполнены. Планируется включить АКК16, 18, 19 и 20 скважин в Контракт на эксплуатацию и расширить границы Контракта, после его завершения (ожидалось во 3 квартале 2015 г.), пересмотреть программы работы и определить обязательные платежи.

Лицензия и Контракт на геологическое изучение участка Аккулка

Лицензия и Контракт на геологическое изучение участка Аккулка был заключен между Государственным комитетом по инвестициям и ТАГ 17 ноября 1998 г. на пять (5) лет и с тех пор неоднократно продлевался, особенно в последнее время с 10 марта 2015 г. на четыре года до 10 марта 2019 г. Лицензия на геологическое изучение участка Аккулка дает ТАГ права на ведение поисково-разведочных работ на площади, охваченной лицензией. Правовые отношения в отношении недропользования регулировались только Контрактом, а не лицензией.

Программы работы на период 1 января 2014 г. по 10 марта 2015 г. были одобрены на общую сумму 19 274 000 долл. США, которые включают в себя обязательный платеж за период 1 января 2015 г. по 10 марта 2015 г. в размере 7 939 000 долл. США. Обязательные платежи были выполнены до 31 декабря 2014 г. Расширение оценочного периода было предоставлено до 10 марта 2019 г., программа работы и обязательства включает в себя 100км² 3D-сеймики в блоке в период с 11 марта 2015 г. по 10 марта 2016 г. на сумму 1,7млн. долл. США.

Первоначальная безвозмездная помощь по Лицензии и Контракту на геологическое изучение распространялась на территорию приблизительно 166,17 км² (41 000 акров), однако контракт был впоследствии дополнен для охвата территории около 1 380,53 км² (341000 акров) палеогенного периода (за исключением Лицензии и Контракта на эксплуатацию участка Кызылой).

Пилотная фаза добычи на участке Аккулка

В январе 2011 года Компания начала добычу нефти по Проекту пилотной добычи для обнаружения нефти на месторождении Дорис в Блоке Аккулка. По данному контракту Компания имеет право на добычу нефти на месторождении Аккулка в течение разведочного периода и также может устанавливать и эксплуатировать производственные мощности. Добыча нефти по данному контракту подчиняется НДС, что заменяет выплаты. НДС на продажу нефти зависит не только от того происходит ли она на территории страны или идет на экспорт, но также и от достигнутого годового объема продаж. До настоящего времени все продажи проводились на территории страны и величина НДС, подлежащий выплате по продаже нефти с участка Аккулка, составляет 2,5% стоимости добытой нефти, включая амортизационные списания, поднятые до уровня 20%.

Контракт на разведку и добычу на участке Кул-Бас

Контракт на разведку и добычу на участке Кул-Бас был подписан между компанией Кул-бас и МЭМР 11 ноября 2005 года. Данный контракт, который был изначально рассчитан на 25 лет, включая шестилетний разведывательный период и 19 лет периода добычи, дает Кул-бас права на разведку и добычу на изначальных 10,811 км² (2 688 695 акров) в районе участка Аккулка. На конец второго года контракта, 20% контрактной площади было освобождено. Предполагается отказываться от 20% площади каждый год вплоть до конца шестилетнего периода разведки, за исключением случаев комбинированных контрактов на разведку и добычу (которые зачастую содержат только программу разведки, но не добычи) для участков, на которых были сделаны коммерческие находки, данный контракт гарантирует Кул-Бас эксклюзивные права на переход к периоду добычи на тех участках, где было сделано коммерческое обнаружение.

Первый отказ был сделан в ноябре 2007 года и ратифицирован казахстанскими уполномоченными органами в декабре 2008 года. Отказы были сокращены и изменены в апреле 2009 года и Компания отказалась от, приблизительно, 866 км² (213 997 акров) в июне 2010 года (оставляя за собой площадь 7 632 км² (1 885 867 акров)). В соответствии с положениями контракта, после внесения поправок, 30% изначальной территории было оставлено по состоянию на 31 декабря 2013 года. 28 февраля 2013 года Компания продлила разведочный период для Контракта Кул-Бас по разведке и добыче еще на два года, до 11 ноября 2015 года. Компания должна отказаться от всей оставшейся контрактной площади к концу одобренного периода разведки, за исключением участков, на которых состоялось коммерческое обнаружение.

Казахстанское Правительство должно получить компенсацию за историческую ценность, связанную с контрактной территорией, на сумму 3 275 780 USD. В настоящее время Компания выплатила две суммы, по 49 137 USD каждая. Если и когда начнется коммерческая добыча, необходимо будет вносить ежеквартально выплаты в размере 88 666 USD вплоть до полной выплаты исторической цены, равной 3 275 780 USD.

Рабочие программы для календарных лет с 2013 по 2015 были согласованы на сумму 14 904 300 USD, что включает обязательства за 2015 год в размере 9 441 100 USD. Обязательства вплоть до 31 декабря 2014 года не были выполнены и Компания подала заявления на пересмотр расписания оставшихся обязательств. Расписание обязательств было пересмотрено в Q4 2014 для рабочей программы вплоть до 11 ноября 2015 года, на сумму 8 855 000 USD, включая две скважины, однако, Компания полагает, что, в случае достаточности инвестиций для одной скважины (KBD02, Климена), этого должно быть достаточно. Компания сейчас работает над вариантом по продлению разведочной стадии и на период после 11 ноября 2015 года, для чего потребуются разработать проекты и подать документы соответствующим государственным органам. Однако, ранее было требование состоявшейся добычи (углеводородов на поверхности) (что не требуется в случае коммерческих количеств) для того, чтобы оправдать продление сроков для оценки и разведки, но, данное требование на сегодняшний день не было удовлетворено и в настоящее время нет уверенности в том, что Контракт будет продлен.

Предполагалось, что выплаты будут варьироваться в пределах от 4% до 6%, в зависимости от величины месторождения и будут определены за 30 дней до начала добычи, но, вероятно, они будут заменены НДС в размере 0,5% для внутренних продаж газа и 10% за экспорт. Для продажи нефти, Компания предполагает размер НДС для внутреннего рынка 2,5%. В соответствии с контрактом Кул-бас также должен выплатить Республике Казахстан возмещение в размере, приблизительно 3 280 000 USD равными взносами на ежеквартальной основе за первые 10 лет какой-либо коммерческой добычи. Кроме того, 1% от общих инвестиций за время разведки и 0,1% общей операционной стоимости в период добычи подлежит выплате TPL за подготовку казахстанских специалистов, также 10 000 USD в год планируется выплачивать на социально-экономические программы.

Предполагается, что продажи газа будут регулироваться НДС. НДС на продажу газа оценивается в 0,5-1,5% от годового объема производства газа для внутреннего рынка и 10% для экспорта, в то время как НДС на продажу нефти зависит не только от того, происходит ли она на территории страны или идет на экспорт, но также от достигнутого годового объема продаж. В случае продажи нефти, Компания предполагает ставку НДС в размере 2,5% для внутреннего рынка. В дополнение к минимальным обязательствам по рабочей программе, Республика Казахстан также получит компенсацию за историческую ценность, связанную с контрактной территорией в размере 3 275 780 USD. Компания ранее осуществила выплату 49 137 USD в отношении данного баланса. Вплоть до начала коммерческой добычи на контрактной территории дальнейшие выплаты по данному балансу не требуются. Если и когда начнется коммерческая добыча, необходимо будет вносить ежеквартально выплаты в размере 88 666 USD вплоть до полной выплаты исторической цены, равной 3 226 643 USD.

Существуют определенные стандарты и требования для Кул-Бас по данному контракту, заключающиеся в том, что субподрядчики, товары и материалы (50%), работы (70%) и/или услуги (70%) должны быть казахстанского происхождения, а среди специалистов казахстанцы должны составлять 95% всего персонала Кул-Бас. На годовой основе, Кул-Бас должен вносить не менее 1% своих инвестиций для обучения вовлеченного казахстанского персонала во время периода разведки и не менее 0,1% операционной стоимости во время добычи. Кул-Бас также должен создать фонд для восстановления контрактной площади; выплаты в данный фонд должны осуществляться ежегодно и составлять 1% от общей суммы инвестиций за время разведки и 0,1% от общей суммы операционной стоимости в период добычи.

В настоящее время Компания продлевает контакты, выпадающие на ноябрь 2015 года и имеет разумное ожидание, что данный процесс будет завершен в срок.

Карта геологического выделенного участка в соответствии с Лицензией



Деятельность эмитента

Деятельность эмитента

Блок Аккулка

Блок Аккулка обладает потенциалом нахождения газа и нефти на разных горизонтах, более того газ уже был найден на мелких палеогенных песчанниках, идентичных песчанникам месторождения Кызылой, а нефть - на меловом и юрском горизонте. Нефть была проверена и получена общая оценка для карбонатов Верхнего юрского периода и песчаников нижнего Мелового периода равная 6 800 бнд в открывающей скважине АКD01("Дорис") и открытие Дорис было в дальнейшем оценено в скважинах АКD05 и АКD06. Присутствие углеводородов в интервалах среднего юрского периода и пермско-триасского было выведено из информации по бурению и стандартному каротажу в скважинах Аккулка АКD01, 03 и G6. Скважина АКD03("Диона") также была открыта и тесты показали наличие нефти из изолированных и других песков верхнего юрского периода.

Компания полагает, что с помощью дальнейшей оценки и разведки на площади Аккулка и контрактных площадях Кул-Бас, может быть найден значительный дополнительный потенциал.

Блок Аккулка - Разведка глубокозалегающей нефти

В Лицензии на Разведку участка Аккулка и контрактной Площади, Компания уже упоминала о геологоразведке нескольких более глубоких месторождений. Данные перспективные участки, расположенные по бокам от главной возвышенности Аккулка, имеют потенциал существования резервуаров от меловых, до юрских, триасских и пермско-карбонатовых.

АКD01 ("Дорис")

АКD01 была открыта в нескольких горизонтах и стала первым коммерческим обнаружением нефти в данном районе. Ближайшие "глубокие" разрабатываемые месторождения находятся на расстоянии, примерно, 240 км к югу от Узбекистана - там добывается в основном газоконденсат. Ближайшее значительное разрабатываемое месторождение нефти находится на расстоянии более 300 км. АКD01 была пробурена на основании геологоразведки "Дорис" и расположена на структурной возвышенности к юго-востоку от подтвержденных месторождений неглубоко залегающего газа Кызылой и Аккулка. Она менее нарушена, чем главная возвышенность под данными газовыми месторождениями.

Скважина АКD01 успешно пересекла и проверила две нефтеносные зоны, нижняя зона - юрская карбонатная толща на глубине примерно 2 355 м и верхняя зона - нижнемеловой песчанник аптского яруса на глубине, приблизительно 2 174 м.

Из нижней зоны были взяты скважинные образцы и проведен полный анализ испытательного давления ("РТА"), который, в сочетании с проведенными в январе 2011 года, проверками потока и наращивания, позволил уточнить результаты теста. Интерпретация результатов РТА практически совпадает с текущей картой обнаружения Дорис и окрестностей на

сейсмической 3D карте и, более чем вероятно, будет соответствовать утолщению резервуара и/или расширению от скважины АКД01. Несколько разведочных и оценочных скважин были сделаны на или поблизости от обнаружения Дорис и были проверены, три из них перевели в режим добычи (АКД01, АКД05 и АКД06). Разведочная активность в 2014 году была сфокусирована на глубоких скважинах (АКД08, АКД09 и КВД09).

1. АКД08 ("Дото")

Разведочная скважина АКД08 ("Дото") была сделана на общую глубину 3 556 метров и электромеханический лаг был пропущен на полную глубину в секции скважины 8 1/2". Как было заявлено ранее, индикаторы углеводородов были замечены и на меловой, и на юрской секции во время бурения и по данным стандартного каротажа. Тестирование юрского интервала было проведено в январе 2014 года, после получением разрешение от казахстанского Правительства. Не было получено коммерческого потока нефти, несмотря на нефтяные индикаторы в журналах и данный факт был интерпретирован как свидетельствующий о том, что резервуар имеет низкую матричную фильтрацию и то, что не было найдено разрывов. Планируется радиальное или горизонтальное бурение скважины для того, чтобы пересечь разлом и добиться установления коммерческой добычи. Разрабатывается детальное сейсмическое исследование для планирования такого бурения.

2. АКД09 ("Деха")

Разведочная скважина АКД09 ("Деха") была пробурена на общую глубину в 2 452 м. Первичная цель разведки скважины, мел «Дорис» канал песчаника, хотя присутствует, но не представляется углеводоро-содержащим на этом участке и эта секция была зацементирована и ликвидирована. Скважина которая была спроектирована на этом уровне, чтобы оценить потенциал на северо-востоке месторождения Дорис с целью тестирования модели стратиграфического структурного замыкания.

В 2013 году, Компания приобрела и обработала новые дополнительные 100 кв. км 3Д сейсмических данных для дальнейших перспектив блока Аккулка. Данная работа завершена и данные обрабатываются с целью сгенерировать больше поисково-разведочных объектов и включить в существующую базу данных

Кул-Бас Разведка глубокозалегающей нефти и газоконденсата

КВД01 ("Калипсо")

После получения успешных результатов разведки на более глубоких слоях блока Аккулка, Компания полагает, что гораздо больший по территории блок Кул-Бас тоже может иметь значительный нефтяной и газовый потенциал на более глубоких горизонтах от карбонового до мелового, также как ограниченный газовый потенциал третичного периода. Предполагается, что части целевого резервуара состоят из юрского морского карбоната и обломочного и морского мелового песчаника, как показано скважиной АКД01 и, на более глубоких уровнях, триасовых и пермско-карбонатыми. Самая вероятная изначальная порода для более мелких мест является юрской как в АКД01 или озерными отложениями триасовой эры, однако, предполагается, что скважина КВД01 показала активный генерирующий источник на пермско-карбонатовом уровне.

Разведочная скважина КВД01 (Калипсо) расположена, приблизительно, в 50 км к северо-западу от обнаружения Дорис. Скважина Калипсо достигла максимальной глубины в сентябре 2011 года, электромеханический лаг был пропущен и показал две потенциальные юрские цели и 100 м общей толщины коллекторов на глубине 4 128 метров в, предположительно, пермско-карбонатовом песчанике. Данная зона, скорее всего, потребует стимуляцию кислотой и дробление, то есть обычный процесс заканчивания, применяемый на подобных месторождениях в данном районе. Ближайшее месторождение, которое дает нефть из аналогичного шельфового карбонового песчаника это Алибекмола, в 250 км к северу от Прикаспийского бассейна.

Была проведена успешная процедура цементирования скважины КВД01 (Калипсо) и полномасштабная стимуляция и последующее тестирование начались в середине декабря 2013 года изначально на пермско-карбонатовом интервале, после задержек, которые были вызваны поставкой оборудования и погодными условиями. Тестовая программа включает в себя гидравлическое стимулирование разломов карбонатных интервалов, за которым следует возможная кислотная обработка. Было выполнено гидравлическое дробление и данные свидетельствуют, что оно было успешным. Кислотная обработка и оборудование, необходимое для нее сейчас подготавливается, после этого будут проведены тесты, чтобы убедиться, можно ли в данной зоне достичь коммерческого потока, предположительно, газоконденсата. Данный интервал приблизительно 4 000 метров ниже поверхности и электромеханические лаги используются для этой секции, и данные бурения свидетельствуют о 100 метрах потенциальной несущей зоны углеводородов.

В марте 2014 года, первая стадия стимуляции КВД01 была успешно завершена посредством гидравлического дробления. Сейчас необходимы дальнейшие работы для завершения стимуляции скважины, которая, предположительно, нацелена на газоконденсат в плотной карбонатовой платформе из карбонатов со значительной структурой.

Блок Кул-Бас показывает только ограниченный остаточный потенциал в отношении неглубоко залегающего газа, но демонстрирует потенциал в отношении мелового и юрского уровня, а также, в определенной степени, пермско-карбонowego. Приобретение доли в блоках вокруг Кул-Бас французским гигантом, Total SA, подтверждает эту точку зрения.

В конце 2012 года Компания объявила тендер на приобретения сейсмического исследования в 2D еще на 20 км, чтобы лучше определить потенциал Кул-Бас для дальнейшего разведочного бурения. Данная работа на данный момент завершена, потенциальное месторождение Климена было определено на двух меловых и одном юрском уровне, бурение предполагается начать позже в 2015 году. Планируется разведочная скважина на потенциальном месторождении Климена, которое идентифицировано на основе данной информации и, возможно, содержит гарантированный потенциал восстанавливаемых ресурсов размером в 421,66 миллионов баррелей на 3 исследованных уровнях.

Программа бурения для добычи газа неглубокого залегания

Было сделано четыре (4) неглубоких газовых скважины в Аккулка, а именно АКК17-18-19-20, все доставляли газ на поверхность и первые три были объединены в Q4 2014 и сейчас работают в режиме добычи с января 2015 года. Скважине АКК20 требуется обработка для изолирования нижнего водоносного слоя до запланированного объединения в 2016 году.

В настоящее время объединенные газовые скважины на Кызылой и Аккулка может производить около 559 000 кубических метров в сутки (MCM / D) (19,7 млн кубических футов в день (MMcf / D)). Кроме того в конце Q2 2015 два ранее исследуемых скважин kк14 и акк05 были введены и при дальнейшей оптимизации существующих сжатия. Недавно установленная система обезвоживания работает хорошо.

Газовая программа на 2014 год имеет два аспекта: скважины, пробуренные ранее, были объединены вместе с новыми скважинами неглубоко залегающего газа. Данные скважины нацелены на газ в 600-800 метрах ниже, на уровне тасаранского песка с более высоким давлением, который был должным образом протестирован на прочность скважинами АКК14 и АКК15, хотя ранее добыча велась только из более мелких стратиграфических уровней Кызылой. В предыдущей кампании по бурению было успешно 11 из 13 скважин и в дальнейшем были приобретены 3D сейсмические данные лучшего качества.

Скважина АКК14 была пробурена в 2008 и протестирована с результатами 195 Mcm/d (6,9 MMcf/d) в тасаранском горизонте. Данная газовая скважина была одобрена и включена в Контракт по добыче на участке Аккулка. Она была переработана и введена в эксплуатацию в рамках Q2 2014.

Скважина АКК05 была пробурена в 2005 и протестирована с результатами 223Mcm/d (7,9 MMcf/d). Она была переработана и включена в Q3 2014, была одобрена, а также включена в Контракт на добычу на участке Кызылой и введена в постоянную эксплуатацию.

Скважины АКК15 и АКК16 были пробурены в 2008 и протестированы с результатами 195 Mcm/d (6,9 MMcf/d) и 289 Mcm/d (10,2 MMcf/d) соответственно. На настоящий момент было пробурено еще три успешных разведочных скважин АКК17, АКК18, АКК19 которые открыли газонесущие секции, идентичные АКК15, были объединены и введены в эксплуатацию. Скважина АКК20 не производит коммерческого газа.

Газовый трубопровод Бозой-Шымкент-Китай означает, что впервые Тетис имеет два трубопровода, через которые можно продавать газ: трубопровод, который проводит газ в Китай и магистраль Бухара-Урал, по которой газ транспортируется из центральной Азии в Россию и Европу. Сейчас китайская линия осуществляет только внутренние поставки газа по Казахстану до Шымкента, однако, планируется, что поставки газа в Китай начнутся в 2015 году.

Таджикистан

Компания поддерживает через Kulob Petroleum Limited 28.33% доли подрядчика Бохтар СРП, который занимает площадь в 35 984 км² на юго-западе страны (что составляет приблизительно 25% от общей площади земель Таджикистана, рассчитанные от общей площади 143 100 км², согласно всемирной книге фактов ЦРУ).

В следующей таблице перечислена основная земельная собственность компании в Таджикистане (и процентная доля Компании):

Собственность / Контракт	Эффективная процентная доля (31 Декабря, 2014)	Бассейн	Общая площадь (км ²)	Дата окончания
Бохтар СРП	28.33%	Афгано-Таджикский (Амударья)	35,984.17	Июнь 2038

Бохтар СРП включает в себя почти всю часть афгано-таджикского бассейна, восточную часть богатого бассейна Амударьи, который содержит огромные газовые и громадные газоконденсатные месторождения в близлежащих Туркменистане и Узбекистане. Также данная площадь включает Хатлонскую область, а также район вокруг столицы города Душанбе. В районе Бохтар было выявлено почти 200 перспективных структур/месторождений и многочисленные различные перспективные структуры уже были изучены специалистами Tethys Petroleum Limited.

Бохтарский район в Таджикистане предоставляет KPL, CNPC и всем сторонам подрядчика Бохтар, как подрядчиков Бохтар СРП, действуя через ВОС, исключительное право проводить определенные нефтяные и газовые операции на контрактной территории Таджикистана в период действия Бохтарского Соглашения о разделе продукции, а также получать долю продукции подрядчиков из контрактной территории Таджикистана. Контрактная территория Таджикистана конкретно исключает определенные структуры, на которых лицензии выданы ранее другим подразделениям. Согласно соглашению между KPL, CNPC и всеми сторонами подрядчика, каждая компания будет возмещать от 100% издержек добычи до 70% общего объема производства нефти и природного газа, что максимально допустимо согласно закону о совместном использовании продукции. Оставшаяся продукция («Прибыльная продукция») в последствие будет разделена: 70% для KPL, CNPC и сторон подрядчика и 30% государству за каждый календарный год. Доля Тетис от стоимости бассейна составит 28,33% от проекта, 28,33% от 70% общей прибыли производства, что обусловлено подрядчиками по Бохтарскому Соглашению о разделе продукции. Доля прибыльной продукции государства включает в себя все налоги, сборы и пошлины. Государство Таджикистан не получит никаких авторских вознаграждений от KPL, CNPC или от сторон подрядчика. По условиям Бохтарского Соглашения о разделе продукции, KPL, CNPC и стороны подрядчика имеют право продать свою долю прибыли производства любой третьей стороне, будь резидент Республики Таджикистан или нет, по цене, определенной KPL, CNPC и сторонами подрядчика. Согласно Бохтарскому Соглашению о производстве совместных работ, KPL, CNPC и стороны подрядчика сохраняют за собой право перепродать свою долю производства независимо друг от друга, или совместно, как это было согласовано. Оператор по Бохтарскому Соглашению о разделе продукции — ЦБК, производящая фирма СП, принадлежащая KPL, CNPC и сторонам подрядчика. По завершении соглашения о сдаче в аренду в июне 2013 года, KPL, который поддерживает интересы компании по Бохтар СРП, получил 63 миллиона американских долларов, согласно прошлым расходам. Он также имеет часть в 80 миллионов американских долларов от первоначальной рабочей программы, на основании чего KPL вносит только 8,8 миллионов американских долларов на реализацию этой программы.

Условия Бохтарского Соглашения о разделе продукции определялись в течение существования Бохтарского СРП в течение 25 лет, повторно пересматривались в 2013 году (вплоть до 2038 года). Если в отношении любого района освоения промышленное производство сохраняется помимо установленного срока, Бохтарское Соглашение о разделе продукции может быть продлено по отношению к такому промышленному производству на протяжении дополнительного установленного срока, составляющего не менее 5 лет, или продлено до конца периода эксплуатации района освоения.

В соответствии с Бохтарским Соглашением о разделе продукции, стороны подрядчика должны выбирать и освобождать доли договорной территории Таджикистана при первом отказе от права на разработку по истечению 7 контрактных лет в счет 25% договорной территории Таджикистана (меньше, чем любая контрактная территория) и впоследствии с промежутком в 5 лет в счет 50% оставшейся договорной территории (меньше, чем любые контрактные территории). В июне 2013, Государство продлило первый период отказа от права на разработку согласно СРП на 5 лет до 2020 года.

Стороны подрядчика не обязаны освобождать доли договорной территории Таджикистана, содержащие район освоения или территорию под заявленное открытие промышленного месторождения, для которого определена и ожидает утверждения государством Таджикистан программа разработки месторождения.

При формировании ВОС, стороны подрядчика устанавливают руководящий орган управления для ВОС («Рабочий комитет»). Рабочий комитет предоставляет полное управление и руководство ВОС. Это включает в себя окончательное утверждение предложенных рабочих программ и бюджета. Рабочий Комитет состоит из одного назначенного представителя и одного резервного представителя, от каждой стороны стороны подрядчика. Представители, от имени их соответствующей стороны подрядчика, имеют право участвовать в голосовании в отношении полномочий и обязанностей Рабочего Комитета. Голоса равны экономическим интересам стороны подрядчика и число поданных альтернативным представителем голосов учитывается, только если назначенный представитель отсутствует. Представители встречаются по крайней мере четыре раза в год для обсуждения и принятия решения о направлении оперативной работы и годовом бюджете ВОС. ВОС обязан выполнять согласованные инструкции и указания Рабочего Комитета. Стороны подрядчика обязаны обеспечить их представителей в Координационном комитете, который должны голосовать только в соответствии с решениями Рабочего Комитета и, в случае изменения предложения Координационного комитета, имеют права голосовать без дальнейшего утверждения Рабочего Комитета.

Координационный комитет, основанный сторонами подрядчика и МОЗ отвечает за полное управление нефте-газовыми операциями по Бохтар СП. Координационный комитет состоит в общей сложности из шести представителей, три из которых были назначены МОЗ, а оставшиеся три были назначены сторонами подрядчика Бохтар, предоставляющие Председателя Комитета. Решения Координационного комитета принимаются решением большинства голосов, присутствующих и имеющих право голоса. Стороны подрядчика Бохтар и МОЗ стремятся достичь соглашения по всем вопросам, представленным Координационному комитету. В том случае, если Координационный комитет не в состоянии достичь согласия по любому вопросу, то в данном случае преимущество отдается сторонам подрядчика Бохтар. Однако, если МОЗ разумно полагает, что предлагаемое решение приведет к серьезному повреждению территории или месторождения, что существенно уменьшит экономически целесообразную добычу нефти на данной территории или месторождении, то этот вопрос будет передан международно признанному независимому эксперту, назначаемому сторонами подрядчика Бохтар и МОЗ, чье решение касательно международной нефтяной отраслевой практики производства должно быть окончательным и обязательным.

Согласно Бохтарскому соглашению о разделе продукции, КПЛ первоначально привержены финансированию программы минимальной рабочей программы («Рабочая программа») в отношении контрактной территории Таджикистана. Предлагаемая рабочая программа была разработана для предоставления дополнительных данных для целенаправленного изучения контрактной территории Таджикистана и включала сбор и переработку устаревших наборов данных, приобретение дополнительных региональных сейсмических данных, разведочное бурение, дальнейшее разведочное бурение и современные градиентометрические магнитные и топографические аэро измерения. Предлагаемая рабочая программа осуществлялась в два этапа. Первый этап («Этап I») был завершен в 2009 году. Первый этап состоял из: (i) геологические исследования; (ii) переработка существующих сейсмических и геофизических данных; (iii) приобретение сейсмических и других геофизических данных; и (iv) первоначальные восстановительные работы на месторождениях Бештентак и Ходжа-Сартез. После завершения первого этапа, КПЛ решил приступить ко второму этапу. Второй этап, который должен был завершиться в течение 18 месяцев после завершения первого этапа, включал в себя ввод в разработку бурения на разведочно-эксплуатационной скважине для определения потенциала нефти и газа в плато месторождения Бухара и выполнение дополнительных восстановительных мероприятий, если это экономически оправдано. Некоторые общие показатели расходов бюджета продолжались на втором этапе рабочей программы. Общая минимальная стоимость мероприятий, запланированных на оба этапа составляла приблизительно 5 миллионов американских долларов. Все эти договорные обязательства остаются неизменными в результате соглашения Таджикистана о сдаче в аренду и были удовлетворены.

На дату выполнения субподрядчиком части договорных работ, KPL потратил более чем 82,8 миллиона американских долларов на мероприятия в рамках Бохтарского соглашения о разделе продукции, что значительно превышает финансовые обязательства по данному соглашению при удовлетворении конкретных трудовых обязанностей.

На период 31 декабря 2014 года, проведенное выполнение субподрядчиком части договорных работ, партнеры совместного предприятия внесли 20,9 миллионов американских долларов в бюджет Бохтарской операционной компании, из которых доля компании составила 2,3 миллиона американских долларов.

На 30 октября 2014 года, компания объявила, что начался следующий этап программы сейсморазведки, запланированный для определения местоположения первой глубокой скважины глубиной для начала бурения. Бохтарская операционная компания подписала контракт на приобретение большой сейсмической программы для добавления геофизических исследований, уже приобретенных Тетис. На 31 декабря 2014 года Бохтар имел контрактные обязательства в размере 85,3 миллионов американских долларов, касающиеся сейсморазведки, на фоне которых были произведена выплата 13,8 миллионов американских долларов на сегодняшний день.

Грузия

В следующей таблице перечислена основная земельная собственность компании в Грузии (и процентная доля Компании):

Собственность / Контракт	Эффективная процентная доля (31 Декабря, 2014)	Бассейн	Общая площадь (км ²)	Дата окончания
Блок XIA	49%	Кура	700	2037

Блок XI ^M	49%	Кура	354.5	2038
Блок XI ^N	49%	Кура	287.8	2038

Существует СРП для каждого из блоков XI^A, XI^M, XI^N, которые предоставляют 25-летние права на исследование и добычу, компании TPL, через свои дочерние компании Trialeti Petroleum Limited, Lisi Petroleum Limited и Saguramo Petroleum, которые удерживают 49% акций в каждом из СРП, и Georgia Oil and Gas Limited (GOG) - частная нефтяная компания, через свои дочерние компании, которым принадлежит 51%. GOG является оператором и TPL сдает в аренду СРП путем оплаты основной доли и 4.4 миллионов американских долларов, предназначенных для Georgia Oil and Gas Limited для первоначальной минимальной рабочей программ по блокам. Это состоит из 2D сейсмических плюс геохимических и геологических исследований. После уплаты 2,64 миллионов американских долларов и 49% дохода, Тетис завершил договор о получении доли участия.

Согласно Соглашению о производстве совместных работ, подрядчики, Trialeti Petroleum Limited, Lisi Petroleum Limited и Saguramo Petroleum (каждый на 100% во владении Trialeti Petroleum Limited) и Georgia Oil and Gas Limited, действуют через операционную компанию, назначенную Georgia Oil and Gas Limited. Подрядчики оставляют за собой право продавать свою долю продукции независимо от других сторон, или если это согласовано, совместно. Оператор обязан действовать от имени компаний-подрядчиков, следуя указаниям и инструкциям Рабочего Комитета по поводу работ, проводимых как часть XI^A, XI^M, XI^N. Оператор обязан действовать от имени подрядчиков на некоммерческой основе и активы оператора находятся во владении подрядчика, согласно экономической заинтересованности.

По условиям соглашения о разделе продукции, 50 % добычи сырой нефти отдается для взыскания 100% издержек, а затем 50 % прибыльной продукции отдается на 50% подрядчику, и на 50 % Государству, пока совокупные доходы превышают совокупные издержки, после чего доля Государства увеличивается до 60 %. Каждый контракт имеет фиксированный «сбор за осуществление распорядительных функций» в размере 24,19 лари за тонну (около \$1,8/ баррель). Государство имеет право отозвать СРП в случае открытия промышленного месторождения в XI^A, 25% прав преимущественной покупки, в XI^M и XI^N 20% прав преимущественной покупки.

Для XI^M и XI^N, когда производится первое открытие по СРП, правительство имеет право использовать опцион. У правительства есть 12 месяцев для использования опциона. Опцион истекает через 12 месяцев после уведомления в правительства о том, что открытие было достигнуто. Если правительство не использует свой опцион в течение 12 месяцев после первого открытия, срок действия опциона истекает и не распространяется на любые будущие открытия в области СРП. В случае, если правительство использует свой опцион, то выставляется желаемое процентное содержание опциона, (до 20%) и он становится стороной подрядчика СРП; предполагая все права, обязанности, обязательства и ответственность стороны подрядчика. Правительство необходимо акционировать процентное содержание издержек для финансирования доли расходов, и он будет получать процент от стоимости нефти и прибыли нефти.

В случае, если опцион использован, и у подрядчика есть остаточная стоимость издержек добычи, то государство (действуя в качестве стороны подрядчика) не получает возмещение издержек, только процентное соотношение прибыльной нефти (как определено долей процентного содержания, которую правительство выбрало исходя из опциона, минимум 20%). Расходы по возмещению затрат, понесенные подрядчиком до того, как правительство взыскало опцион, правительство получает возмещение издержек и прибыльную нефть, как и полагается стороне подрядчика. На осуществлении данного опциона, правительство присоединяется к Соглашению о производстве совместных работ с Иберия. В случае, если правительство реализует его опцион, это гарантирует, что подрядчик не должен платить налоги, которые подвергались оплате в результате передачи доли. Правительство также гарантирует, что «подрядчик не несет экономический ущерб, который может возникнуть в результате осуществления опциона государством [...]».

В случае, если правительство реализует опцион, то оно несет ответственность за постоянное финансирование и действует как сторона подрядчика по соглашению о разделе продукции и соглашению о производстве совместных работ с Иберия. Если правительство не может выполнять свои обязательства по этим соглашениям, оно должно рассматриваться как сторона подрядчика и поэтому, обязательства по данным соглашениям должны считаться нарушенными.

Для Х1А, для каждого открытия, сделанного в области СРП, правительство имеет возможность занять до 25% СРП, став участником подрядчика. У правительства есть 12 месяцев с даты уведомления обнаружения реализовать данный опцион. В том случае, если открытие сделано и правительство не реализовало свой опцион, и последующее обнаружение производится в более поздний срок, правительство может реализовать свой опцион для второго (или любого последующего обнаружения) и получить 25% доли, как сторона подрядчика. Однако для любых осуществляемых открытий, в случае, если правительство не реализует свой опцион, эти районы будут исключены из доли правительства, как стороны подрядчика. В случае, если правительство реализует свой опцион, оно назначает процентное соотношение опциона, которое оно желает принять (до 25%) и становится стороной подрядчика СРП; предполагая все права, обязанности, обязательства и ответственность стороны подрядчика по СРП. Правительству будет необходимо финансировать его долю расходов, и оно будет получать процент от стоимости нефти и прибыли нефти; учитывая, что предыдущий не применялся к любой области, которая ранее была обнаружена, и которую правительство не выбирало для реализации своего опциона в течение 12 месяцев.

Если опцион реализуется, и есть невозмещенные расходы для подрядчика, правительство (действующее в качестве стороны подрядчика) не получают какой-либо стоимости восстановления нефти, только процент от прибыли нефти (как определяет процентная ставка, что правительству полагается максимум 25%). После того, как затраты на возмещение издержек, понесенных подрядчиком до того, как правительство реализовало свой опцион, правительство получать возмещения расходов и прибыльную нефть, как полагается стороне подрядчика. При реализации своего опциона, правительство присоединяется к Соглашению о производстве совместных работ с Иберия. В случае, если правительство реализует свой опцион, это гарантирует, что подрядчик не должен платить налоги, которые подвергались оплате в результате передачи доли. Правительство также гарантирует, что «подрядчик не несет экономический ущерб, который может возникнуть в результате реализации опциона государством [...]».

В случае, если правительство реализует опцион, то оно несет ответственность за постоянное финансирование и действует как сторона подрядчика по соглашению о разделе продукции и соглашению о производстве совместных работ с Иберия. Если правительство не может выполнять свои обязательства по этим соглашениям, оно должно рассматриваться как сторона подрядчика и поэтому, обязательства по данным соглашениям должны считаться нарушенными.

В настоящее время Эмитент находится в процессе утверждения с Грузией изменения программы работ, предусматривающие большую гибкость и увеличение сроков, для облегчения производственного процесса. Этот процесс утверждения должен закончиться в 3 квартале 2015.

5.8. Основные капитальные вложения

В следующей таблице приведены капитальные затраты, связанные с деятельностью компании за 3 года и 6 месяцев. Дата окончания – 01 июля 2015 года.

US\$'000	За период заканчивающийся 30 июня и 2015 года			
Капитальные затраты	Казахстан	Таджикистан	Грузия	Всего
Денежные затраты на поисково-разведочные работы, имущество установка и оборудование	2,204	3,208	569	5981
	Год заканчивается 31 Декабря 2014 года			
Капитальные затраты	Казахстан	Таджикистан	Грузия	Всего
Проверенное	-	-	-	-
Непроверенное	-	-	-	-
Затраты на поисково-разведочные работы	2,595	4,560	11,996	19,151
Затраты на доразведку и освоение	17,356	-	-	17,356
Всего	19,951	4,560	11,996	36,507
	Год заканчивается 31 Декабря 2013 года			
Затраты на приобретение имущества	Казахстан	Таджикистан	Узбекистан	Всего
Проверенное	-	68	-	68
Непроверенное	-	-	-	-

Затраты на поисково-разведочные работы	3,301	1,451	-	4,752
Затраты на доразведку и освоение	17,900	-	472	18,372
Всего	21,201	1,519	472	23,192
Год заканчивается 31 Декабря 2012 года				
Затраты на приобретение имущества	Казахстан	Таджикистан	Узбекистан	Всего
Проверенное	-	549	-	549
Непроверенное	-	-	-	-
Затраты на поисково-разведочные работы	270	7,493	-	7,763
Затраты на доразведку и освоение	8,717	-	472	9,189
Всего	8,987	8,042	472	17,501

5.9. Продажа нефти и газа в большом количестве

	За период	Год заканчивается		
	заканчивающийся	31 Декабря	31 Декабря	31 Декабря
	30 июня	2014 года	2013 года	2012 года
	2015 года			
Газ (тыс. м3)	99	118	127	183
Газ (баррели)	639	658	746	1,074
Нефть (баррели)	278	811	930	912
Всего (баррели)	917	1,469	1,676	1,986

5.10. Положительные / отрицательные факторы, влияющие на прибыльность продаж

Цены на нефть и газ неустойчивы и подвержены колебаниям. Любое снижение цен на нефть или природный газ может привести к сокращению доходов чистого производства компании и может привести к понижению общей стоимости. В Казахстане существует фиксированная цена (тенге) контрактов между компанией, добывающей газ и компанией, транспортирующей газ до конца 2015 года.

Договор купли-продажи нефти в Казахстане регулируется колебаниями сырьевых цен, и он может стать нерентабельным для производства некоторых скважин в результате снижения цен, которые могут привести к сокращению объемов и стоимости запасов компании. Компания также имеет право не использовать некоторые скважины из-за более низких цен. Эти факторы могут привести к материальному снижению доходов чистого производства компании, вызывая сокращение приобретения и развития деятельности.

Дальнейшие колебания цен на нефть и газ могут существенно и неблагоприятно повлиять на деятельность, финансовое состояние, результаты работы и перспективы компании. В странах, где работает Компания, нет государственного регулирования нефти и газа.

Хотя компания полагает, что средние и долгосрочные перспективы для цен на нефть и газ в этом регионе является хорошими, недавние события в различных частях мира свидетельствуют о нестабильности и неопределенности в нефтяной и газовой промышленности. Кроме того необходимо уделить внимание производству и другим факторам, таким, как ОПЕК, закрытие нефтеперерабатывающих заводов и инвентаризация. Любое обсуждение цен и спроса является субъективным, и, таким образом, существует много различных мнений, касающихся недавних изменений цен.

Как отмечалось ранее, добыча газа по контрактам Кызылой и Аккулка в Казахстане проводится по фиксированным ценам, по крайней мере, до конца 2015 года и поэтому колебания мировых цен на сырьевые товары никак не должны влиять на доходы компании от Казахстанских операций по газу до конца 2014 года, однако, причиной могут быть валютные риски.

Стоимость бурения, завершения и эксплуатации скважин часто неопределённая, и бурильные работы могут быть сокращены, отложены или отменены в результате целого ряда факторов, включая неожиданные условия бурения, давления или нарушения в образованиях, сбой оборудования или авария, неблагоприятные погодные условия, не соблюдение государственных требований и нехватка или задержка поставки буровых установок и оборудования.

Компания частично экономически зависит от нефтепровода месторождения Кызылой для установки сжатия давления, построенного в 910 км от газового магистрального трубопровода Бухара-Урал и дальше по магистральному трубопроводу Бухара-Урал, а это означает, что если произойдет что-либо неблагоприятное касательно данных трубопроводов, то доход от сбыта газа сократится (который не является частью доходов компании в настоящее время). Магистральный трубопровод Бухара-Урал был первоначально разработан для перевозки газа из Центральной Азии через Казахстан в Российскую Федерацию. Магистральный трубопровод Бухара – Урал - это двухпроводная система, которая, в настоящее время, поставляет газ в Актюбинскую область Казахстана посредством транспорта на север, и далее на юг в подземное хранилище газа Бозой без экспорта в российскую систему. В октябре 2013 года открыт трубопровод Бозой - Шымкент, и газ из подземного хранилища газа Бозой транспортируется по этой новой линии в Шымкент. Нефтепровод Бозой - Шымкент связан с газопроводом Казахстан – КНР; Эта линия, в настоящее время, находится в стадии строительства и после завершения позволит обеспечить альтернативный маршрут для продажи газа компании. В настоящее время считается вероятным, что компания будет иметь возможность использовать данный трубопровод для транспортировки газа в КНР, однако, нет никакой гарантии, что это произойдет.

5.11. Деятельности эмитента по организации продаж сырой нефти

Эмитент продает 100% его производства сырой нефти и 100% своей добычи газа внутри страны в Казахстане.

В 2014 году и в настоящее время компания добывает сухой газ в общей сложности из [12] скважин на глубине примерно 500 м ниже поверхности. Это включает в себя восемь производителей в месторождении Кызылой и четыре в центральном месторождении Аккулка. Текущее комбинированное производство составляет около [559М] кубических метров в день. Данные месторождения были в производстве с 2007 и 2010 годах соответственно.

Газ отправляется по трубопроводу в подпорную компрессорную станцию, затем более 5 компрессорных установок сжимают газ максимум до 54 атм (обычно 25-35 атм) и газ входит трубопровод Бухара-Урал в точке включения «910 км».

Недавно реализованный газопровод Бозой-Шымкент-Китай должен предоставить альтернативу для Тетис на продажу газа для существующего магистрального трубопровода Бухара-Урал, который перевозит газ из Центральной Азии в Россию и далее в Европу. В настоящее время китайский трубопровод только принимает отечественный газ в границах Казахстана в Шымкенте, однако, в 2015 году, как ожидается, начнется продажа газа в Китай.

В декабре 2014 году контракт на поставку газа был подписан между ТОО «ТетисАралГаз» и АО «КазТрансГаз» («КТГ»), для месторождений природного газа Кызылой и Аккулка. АО «КазТрансГаз» является национальным оператором по газу и любые внутренние продажи газа эффективно осуществляются через этот государственный орган. Договор заключается на продолжительность 2015 года, для предоставления 100 000 000 тыс. куб.м (с возможностью увеличения до 110 741 077 тыс. куб.м) по 18 200 тенге (за вычетом 12% НДС). Согласно контракту газ поставляется в трубопровод Бухара-Урал. ТОО «ТетисАралГаз» будет иметь возможность экспорта газа в КНР и на другие экспортные рынки, как только объем по контракту (100 000 000 тыс. куб.м) будет выполнен (при условии на осуществление дополнительного объема).

В течение 2014 г. компания производила нефть (плюс небольшое количество попутного газа) из [трех] скважин в нефтяном месторождении Дорис, согласно лицензии на опытно-промышленную добычу. Две скважины вырабатывали нефть из песчаного продуктивного пласта мелового периода, и одна скважина вырабатывала нефть из известнякового резервуара юрского периода. Нефть из месторождения Дорис первоначально обрабатывается и хранится в хранилище групповых установок компании на месторождении. Данное хранилище состоит из автоматизированного направляющего аппарата (способного к подключению до 8 скважин) и хранения 8 800 баррелей сырой нефти, 3 фазового репарационного оборудования и автоматизированной системы загрузки. Данное хранилище было первоначально введено в эксплуатацию в октябре 2011 года, с последующими дополнениями к дозирующему аппарату реагентов (введен в эксплуатацию в сентябре 2012 года) и дозирующего блока (введен в эксплуатацию в ноябре 2012 года).

За финансовый год, закончившийся 31 декабря 2013 года, вся продажа нефти в Казахстане была произведена для одного клиента, а именно: Eurasia Gas Group. Продажи для данного клиента в течение 2013 г составили 24 979 841 американских долларов, представляющих более чем 15% общей консолидированной выручки.

В январе 2012 года компания объявила официальное открытие Аральского нефтяного терминала – новое хранилище для хранения сырой нефти и погрузки товара для перевозки по железной дороге для поставки нефти от месторождения Дорис. Аральский нефтяной терминал расположен в месте Шалкар, находящемся на расстоянии 250 км от месторождения Дорис. Аральский нефтяной терминал является собственностью и совместным предприятием и управляется на 50% компанией и ее казахстанскими нефтеторговыми партнерами нефти, ООО "Olisol Investment Ltd". Первый этап хранилища Аральского нефтяного терминала первоначально сдан в эксплуатацию в апреле 2012 года. Второй этап (включая дополнительные 2 000 кубических метра для хранения сырой нефти) начал функционировать в 2013 году. С Аральского нефтяного терминала сырая нефть транспортируется по железной дороге до нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане.

5.12. Информация о крупных поставщиках

С начала работы в 2005 году количество буровых подрядчиков определялось из зарегистрированных компаний Казахстана посредством конкурентных тендеров. Первоначальный контракт на 5 скважин с мелкозалегающим газом (АКК01-05) был подписан совместно с НЭК в 2005-2006 гг. Позже тендеры были выиграны КазТатМунай, а затем КБ Петролеум, которые

являются компаниями на базе Актобе. Последние контракты (2013-2014 годы) были основаны на методе «Амбреллы», на основании чего победитель тендера предоставляет сертифицированный персонал и соответствующие лицензии бурения другим службам, с которыми заключен субподрядный договор для таких элементов, как стандартный каротаж, добавка к буровому раствору, буровые долота, газовый каротаж и цементирование для специализированных фирм.

В декабре 2014 тендер был завершен и подписан контракт на бурение и тестирование скважины KBD02 Климен с KazDuCo по методу «Амбреллы», однако этот Договор пока еще не начался.

В настоящее время Тетис арендует их установки и вспомогательное оборудование для буровых подрядчиков на период бурения и испытания по установленной стоимости.

5.13. Информация о главных покупателях

Ниже указан список клиентов в Казахстане, продажи которым составили более 10% от общей выручки (в %):

	На конец года		
	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Евразия Газ Групп (Казахстан)	70%	69%	81%
Азия Газ НГ (Казахстан)	-	-	19%
Интергаз Централ Азия (Казахстан)	30%	31%	-

5.14. Часть импорта материалов (работы, услуги), для эмитента и часть товаров (работы, услуги), проданных (предоставленных) на экспорт для Казахстана.

Приблизительное процентное содержание импорта товаров и услуг из общего объема, которые были предоставлены для эмитента за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, составило 5,72%.

Доля экспорта нефти и газа в процентах от общего объема продаж эмитента за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, была нулевой.

5.15. Будущие обязательства (только в отношении компании Tethys Petroleum Limited)

Эмитент не имеет будущих обязательств, превышающих 10% балансовой стоимости активов эмитента, за исключением указанных в других местах в данном инвестиционном меморандуме.

5.16. Соглашения и обязательства (только в отношении компании Tethys Petroleum Limited)

Сделок на суммы, превышающие 10% балансовой стоимости активов эмитента за шесть месяцев до подачи заявки, не наблюдалось.

5.17. Информация об участии в судебных процессах и административные нарушения (только в отношении компании Tethys Petroleum Limited)

В прошлом году и по состоянию на дату данного инвестиционного меморандума эмитент не участвовал в каких-либо исках и не был уведомлен о любых административных нарушениях.

5.18. Административные штрафы, оплачиваемые эмитентом в течение многих лет, заканчивающиеся 31 декабря 2014 года, 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012

Административных штрафов, выплачиваемых в течение трех лет, по окончании 31 декабря 2014 года, не было.

5.19. Факторы риска

Риски, связанные с компанией и ее торгово-промышленной деятельностью

Имущественные интересы и Правительственное разрешение

Дочерние компании получают их права на разведку и/или производство в Казахстане путем заключения различных контрактов с правительственными учреждениями в данных странах («Подрядчики компании»). Право собственности на землю, охватываемое подрядчиками компании, обычно остается при государственных компаниях, компания получает только земельные права, необходимые для операций. Дочерние компании являются обязательными для получения других конкретных оперативных лицензий, например, для выполнения разведки и/или производственной деятельности. Некоторые из этих лицензий и разрешений могут проводиться сторонними провайдерами таких буровых компаний. Нет никакой гарантии, что все лицензии или разрешения были или будут предоставляться компании, и нет никаких гарантий того, что компания имеет все необходимые лицензии или разрешение выполнять разведку и/или производственную деятельность. Не существует также никакой гарантии, что компания выполнит все экологические, медико-санитарные правила, а также правила техники безопасности. В этом отношении никто из экспертов или консультантов не задействован для проведения любой ревизии или технического обзора деятельности компании, включая любые проверки, чтобы определить, имеет ли компания необходимые лицензии или разрешения, необходимые для проведения операций.

Существует также ряд ограничений касательно прямой или косвенной передачи или отчуждения от прав контрактов компании в Казахстане и «Прав пользователей», как определено ниже. Казахстан представил закон о недропользовании, действующий с июля 2010 года («Закон о недропользовании»). Закон о недрах заменил ранее Закон о недропользовании ("прежний закон") и рассматривается ниже.

В соответствии с Законом о недропользовании объекты, связанные с правами использования недр включают, помимо контрактов с правительственными учреждениями Казахстана, следующее:

- совместные интересы или акции правового субъекта, владеющего правом недропользования, а также правового субъекта, который может прямо или косвенно определить и/или влиять на решения, принятые пользователем недр, если основная деятельность такого недропользователя связана с использованием недр в Казахстане;
- ценные бумаги, подтверждающие название акций или ценных бумаг, конвертируемых в акции пользователя недр, а также правового субъекта, который может прямо или косвенно определять решения и/или влиять на решения, принятые таким недропользователем, если основная деятельность такого правового субъекта связана с недропользованием в Казахстане («Права пользователя»).

Риски, связанные с Законом о недрах в республике Казахстан

Казахстанские контракты регулируются Законом о недрах, среди других казахстанских законов. Закон о недропользовании обеспечивает Казахстан приоритетным уставным правом, реализуемый исключительно в случае передачи интереса правовому субъекту, который имеет право прямо или косвенно принимать решения или оказывать влияние на решения, принятые пользователем недр, если Основная деятельность такого правового субъекта связана с недропользованием в Казахстане.

Кроме того, согласно Закону о недрах, передача или отчуждение от прав на использование недр и/или права пользователя третьим лицам, полностью или частично, могут быть сделаны только с предварительного согласия компетентного органа в Казахстане («Компетентный орган»), если основная деятельность правового субъекта связана с недропользованием в Казахстане. Согласно закону о недрах, сделки, требующие согласия компетентного органа, включают выпуск акций для обращения на организованном рынке, для правового субъекта, чья основная деятельность связана с недропользованием в Казахстане и также включают следующее:

- выкуп права недропользования и права пользователя;
- передача права недропользования и права пользователя в уставной капитал третьей стороны;
- передача права недропользования и права пользователя в течение конкурсного производства;
- получение права долевого участия, если такое право возникает в результате увеличения уставного капитала или путем присоединения нового участника к данному правовому субъекту;
- первичное публичное предложение акций и ценных бумаг на рынок, организованный недропользователем или его компанией-учредителем;
- залог долевого участия (акций) недропользователя;
- передача права недропользования и права пользователя в связи с реорганизацией.

Закон о недропользовании также предусматривает некоторые исключения из положения, применимые к передаче или отчуждению прав недропользования и прав пользователя в следующих случаях:

- Сделки общественного рынка, которые происходят на бирже ценных бумаг, и которые признаны в отношении уже перечисленных ценных бумаг и в обращении, несмотря на тот факт, что эти транзакции в противном случае будут зависеть от преимущественного права Казахстана;
- передача, в полном объеме или частично права недропользования или объектов, связанных с использованием недр в дочерние компании недропользователя, в котором не менее 99% таких вспомогательных акций принадлежит прямо или косвенно недропользователю, при том условии, что такая дочерняя компания не зарегистрирована в стране по льготному налоговому режиму;
- передача, в полном объеме или частично права недропользования или объектов, связанных с использованием недр между правовыми субъектами недропользователя, в которых не менее 99% таких вспомогательных акций принадлежит прямо или косвенно недропользователю, при том условии, что такая дочерняя компания не зарегистрирована в стране по льготному налоговому режиму;
- операции покупки или продажи ценных бумаг, которые иначе подлежат праву преимущественной покупки, но которые приведут к передаче менее чем 0,1% акций покупателя.

Передача или отчуждение права недропользования права и права пользователя дочерними компаниями, чья основная деятельность связана с недропользованием в Казахстане будет подлежать приоритетному праву и требованиям согласия согласно Закону о недропользовании в Казахстане. Кроме того, если компетентный орган решает, что основным видом деятельности компании является недропользование в Казахстане, то Казахстан будет иметь преимущественное право по Закону о недропользовании (как это было ранее прописано в законодательстве в отношении предварительного предложения) в отношении передачи или отчуждения прав недропользования и прав пользователя (как описано выше). В случае если компания не соответствует данным положениям Закона о недропользовании, компетентный орган будет иметь право расторгнуть контракты. Если контракты были прекращены компетентным органом, компания потеряет свои права недропользования и любые доходы от них. Кроме того Закон о недропользовании предусматривает, что любая сделка, связанная с передачей интересов использования недр, которые попадают под Закон о недропользовании без согласия компетентного органа, является недопустимой. Если Казахстан решил, что основным видом деятельности компании является недропользование в Казахстане и принял решение расторгнуть договоры, компания должна доказать, что Казахстан не имеет права расторгнуть договоры, так как основным видом деятельности компании в Казахстане недропользование не является.

Компания не осведомлена о каких-либо отдельных случаях на сегодняшний день, когда Казахстан осуществлял свой отказ от его приоритетного права покупки, и ей не известны случаи, когда Казахстан прекратил недропользование по контракту, когда передача произошла без отказа Казахстана.

Предыдущие приобретения права участия компании в Кул-Бас привели к нематериальному, незначительному, техническому нарушению статьи 10 закона Казахстана о «Товариществе с ограниченной ответственностью». Этот закон запрещает Казахстанскому «Товариществу с ограниченной ответственностью» иметь другое Казахстанское партнерство, как одного участника, и который, в свою очередь, выступает как одно целое. Это нарушение было устранено путем передачи 100% доли участия в Кул Бас из ТАГ к ТКЛ (которая является 100% владельцем ТАГ). Кул-Бас получил согласие Министерства энергетики и минеральных ресурсов и, следовательно, отказ Казахстана от соответствующих статей закона о недропользовании в соответствии с данными структурными реформами.

Компания получила несколько расширений для контрактов, включая пролонгацию, действующую с момента принятия закона о недропользовании.

Риски, связанные с органами регулирования в республике Казахстане

Основным органом государственной власти, который несет ответственность за надзор и регулирование нефтяной и газовой промышленности в Казахстане, было Министерство энергетики и минеральных ресурсов. По состоянию на 12 марта 2010 года обязанности МЭМР, в отношении нефтяной и газовой промышленности, были переданы в МОГ.

Закон о недропользовании устанавливает общие и конкретные полномочия для МОГ, которые включают, но, не ограничиваются: (i) тендерные права пользования недрами; (ii) соблюдение контроля и обязательств недропользователей по соответствующим контрактам, включая полномочия контролировать соответствие требованиям местного контента; и (iii) одобрения

государственных нормативно-правовых органов. МОГ также имеет конкретные полномочия предоставлять разрешения для сжигания попутного нефтяного газа и природного газа и определения объемов сырой нефти для предоставления пользователями недр на внутреннем рынке Казахстана.

Закон о недропользовании также подробно рассматривает роли и обязанности других комитетов и комиссий, участвующих в регуляции различных аспектов недропользования. Несмотря на это, нет точных сведений, какую роль будет играть каждое министерство, агентство и Комитет.

Риски, связанные с антимонопольным регулированием

Предварительное согласие антимонопольного агентства необходимо для осуществления определенных операций, которые могут сократить или ограничить конкуренцию на рынке Казахстана. В частности, согласие антимонопольного агентства, среди прочего, необходимо для приобретения человеком (или группой лиц) голосующих акций в капитале юридического лица, при котором такое лицо (или группа лиц) получает право распоряжаться более чем 25% такими голосующими акциями, посредством чего данное лицо (или группа лиц) до покупки не имеет голосующих акций данного правового субъекта, или имеет 25% или менее голосующих акций в капитале данного правового субъекта, в том случае, если соблюдаются определенный оборот или наблюдается лимит активов, или одна из сторон сделки занимает доминирующее положение на определенном рынке. Согласие требуется в отношении сделки с участием подразделений за пределами Республики Казахстан, где такая сделка прямо или косвенно влияет на фиксированные или нематериальные активы, акции, имущество или имущественные права по отношению к юридическим лицам Казахстана, или ограничивает конкуренцию в Казахстане.

Транзакция, которая происходит без согласия антимонопольного агентства, является недействительной по закону, но может быть оспорена в суде Казахстана. Компании не известно ни одного случая, когда транзакции с участием международной компании была оспорены в суде Казахстана.

Как правило, согласие антимонопольного агентства потребуется, если лицо (или группа лиц) не получает более чем 25% акций юридического лица. Однако полномочия антимонопольного агентства являются дискреционными, и оно может, в определенных случаях, потребоваться эмитенту для получения его согласия в конкретной сделке.

Компания считает, что предыдущие приобретения прав участия ТАГ не получили согласия антимонопольного агентства. Однако компания не в состоянии проверить такие предыдущие транзакции соблюдения антимонопольного законодательства, если это потребуется. Неспособность получить согласие антимонопольного агентства может подлежать административному штрафу, который, скорее всего, возникнет в том случае, если выявится любая последующая продажа, для которой требуется согласие антимонопольного агентства. Кроме того, доходы, полученные в результате конкурентных соглашений между компаниями, или в результате злоупотребления компанией ее монопольного или господствующего положения, могут быть конфискованы. Компания не считает, что в настоящее время она имеет доминирующее положение на рынке нефти и газа Казахстана.

Управление финансовыми рисками

Деятельность компании подвергает ее воздействию различных финансовых рисков, в том числе: рыночный риск, кредитный риск, риск ликвидности, риск процентной ставки и валютный риск. Программа общего управления рисками Компании фокусируется на невозможности прогнозирования финансовых рынков и стремится свести к минимуму потенциальные негативные последствия для финансовых показателей компании.

Кредитный риск

Кредитный риск – риск финансовых потерь компании, в случае, если клиенту или контрагенту финансовых инструментов не удастся выполнять свои договорные обязательства. Кредитный риск возникает от дебиторской задолженности компании от совместно контролируемых организаций, денежных средств, эквивалентов и счетов дебиторской задолженности.

Что касается финансовых активов компании, максимальный размер кредитного риска равен балансовой стоимости этих инструментов.

Концентрация кредитного риска, связанного с задолженностью покупателей и заказчиков в Казахстане, является результатом контрактных продаж двух клиентов в течение года. Компания не считает, что это, в свою очередь, зависит от этих клиентов, природы газовых продуктов и объединенного рынка.

Банки в Казахстане, обычно не имеют кредитных рейтингов, присвоенных международными рейтинговыми агентствами, однако, вклады, хранящиеся в этих банках, сведены к возможному минимуму.

Компания подвергается кредитному риску в отношении кредитов, полученных от совместно контролируемых организаций, в случае, когда совместно контролируемые правовые субъекты не выполняют свои договорные обязательства. Балансовая стоимость кредитов к получению представляет максимальный размер кредитного риска на каждую отчетную дату.

Риск ликвидности

Риск ликвидности - это риск, когда компания не сможет выполнить свои финансовые обязательства. Этот риск относится к способности компании создать или получить достаточное количество денежных средств или их эквивалентов для удовлетворения этих финансовых обязательств.

Процессы компании для управления риском ликвидности включает в себя подготовку и мониторинг капитала и оперативных бюджетов, согласование и санкционирование расходов проекта, и обеспечение соответствующей авторизации контрактных соглашений. Уровень бюджета и расходов рассматривается на регулярной основе и обновляется, когда обстоятельства указывают на соответствующие изменения. Компания стремится к дополнительному финансированию на основе результатов этих процессов.

Нет никакой гарантии, что долговое или доленое финансирование будут доступны и достаточны для удовлетворения требований компании, а, в случае, если они и будут доступны, то это будет на условиях, приемлемых для компании. Однако компания не зависит в настоящее время от получения дополнительных займов или фонда вложений для продолжения своей деятельности. Неспособность компании иметь доступ к достаточному капиталу для своих операций может иметь существенное влияние на финансовое состояние компании, сроки проведения мероприятий и результаты и перспективы операций.

Риск процентной ставки

Риск процентной ставки - это риск того, что значение финансового инструмента будет меняться с изменениями рыночных процентных ставок. Существующие долгосрочные задолженности, в случае финансирования Тетис Групп, согласованы обеими сторонами и фиксированной процентной ставки, а также, в случае займов третьей стороной. Компания подвергается изменениям рыночных процентных ставок в отношении переменной ставки займов.

Валютный риск

Компания подвергается воздействию рисков, обусловленных колебаниями валютных курсов. Материальные изменения в стоимости такой иностранной валюты могут привести к существенному негативному влиянию на денежный поток и будущую прибыль компании. Компания подвергается риску обменного курса, в той степени, в какой балансы и транзакции деноминированы в валюте, отличной от доллара США. Кроме того часть доходов и расходов в Казахстане выражена в местной валюте, тенге. Компания также пытается согласовать условия стабилизации обменного курса в местной деноминированной службе тенге и договорам поставки в Казахстане.

В настоящее время нет существенных ограничений на репатриацию капитала и распределение доходов Казахстана другим иностранным юридическим лицам. Нет никаких гарантий, что эти ограничения на репатриацию капитала или распределение поступлений из Казахстана не будут облагаться налогом в будущем. Кроме того, не может быть никаких гарантий того, что тенге будет по-прежнему подлежать обмену на доллар США, или что компания будет в состоянии обмениваться достаточным количеством тенге в доллары США для выполнения своих обязательств в иностранной валюте.

Рыночный риск

Рыночный риск - это риск потери, который может возникнуть в результате изменения рыночных факторов, таких как конкурентоспособность производства и цен на сырьевые товары.

Конкурентоспособность производства

Конкурентоспособность и конечная коммерческая ценность приобретенных и реализованных нефти и газа зависит от многочисленных факторов вне контроля компании. Эти факторы включают в себя характеристики месторождений, колебания рынка, вероятность и способность нефтяных и газопроводов, обработки оборудования и государственного регулирования. Tethys Petroleum Limited поставляет газ в системы магистральных трансконтинентальных газопроводов, которые, в конечном счете, поставляют газ в Россию и Европу. Политические вопросы, нехватка имеющихся производственных мощностей, вопросы экспорта и возможной конкуренции с поставок российского газа в будущем могут вызвать проблемы с маркетингом продукции, особенно для экспорта. Операции по нефти и газу (разведка, производство, ценообразование, маркетинг и транспортировка) подлежат обширным элементам управления и правилам, введенным на различных уровнях государственного управления, которые могут быть внесены время от времени. Ограничения на рынке производства компании могут иметь существенное негативное влияние на доходы компании и ее финансовое положение.

Риск изменения товарных цен

Цены на нефть и газ неустойчивы и подвержены колебаниям. Любой спад цен на нефть или природный газ может привести к сокращению доходов чистого производства компании, общей стоимости и понижению средств. В Казахстане Компания имеет фиксированную цену (в тенге) контрактов между компанией, добывающей газ, и компанией, транспортирующей газ до конца 2015 года.

Договор купли-продажи нефти компании в Казахстане регулируется колебаниями сырьевых цен, и он может стать нерентабельным для производства некоторых скважин в результате снижения цен, которые могут привести к сокращению объемов и стоимости запасов компании. Компания также имеет выбор не добывать нефть из некоторых скважин из-за более низких цен. Эти факторы могут привести к материальному снижению доходов чистого производства компании, вызывая сокращение приобретения и развития деятельности.

Последующие колебания цен на нефть и газ могут существенно и неблагоприятно повлиять на деятельность компании, ее финансовое состояние, на результаты работы и перспективы. Нет никакого контроля правительства над ценами нефти и газа в Казахстане.

Хотя компания считает, что средне-и долгосрочные перспективы для цен на нефть и газ в этом регионе является хорошими, недавние события в различных частях мира свидетельствуют о нестабильности и неопределенности в нефтяной и газовой промышленности. Кроме того необходимо уделить внимание производству и другим факторов, таких, как ОПЕК, закрытие нефтеперерабатывающих заводов и инвентаризация. Любое обсуждение цен и спроса является субъективным, и, таким образом, существует много различных мнений по делу недавних изменений цен.

Как отмечалось ранее, производство газа из контрактов Кызылой и Аккулка в Казахстане продается по фиксированным ценам, по крайней мере, до конца 2015 года, и поэтому колебания мировых цен на сырьевые товары не должны иметь никакого влияния на доходы компании от казахстанского газа до конца 2015 года, однако оно может быть затронуто валютным риском.

РАЗДЕЛ 6. ФИНАНСОВЫЙ ОТЧЕТ

Эмитент готовит финансовую отчетность в соответствии со стандартами международной финансовой отчетности (МСФО). Все данные, представленные в этом разделе, взяты из консолидированной финансовой отчетности компании за годы, датированные 31 декабря 2014 года, 2013 и 2012 г.г., и за 6 месяцев текущего года (до 30 июня 2015 года (неаудировано)). Консолидированная финансовая отчетность была проверена PricewaterhouseCoopers LLP, Calgary, Canada за год, датированный 31 декабря 2014 года. Консолидированная финансовая отчетность была проведена KPMG LLP, London, United Kingdom за годы, датированные 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года. Официальный курс Национального банка РК к доллару США по состоянию на: 31.12.2012 = 150,74 тенге, 31.12.2013 = 154,06 тенге, 31.12.2014 = 182,35 тенге, 31.06.2015 = 186,2 тенге.

6.1. Баланс

US\$'000	На 30 июня 2015	На 31 Декабря 2014	На 31 Декабря 2013	На 31 Декабря 2012
Основные средства				
Нематериальные активы	80,793	47,63	31,074	107,374
Материальные активы	119,724	13,804	15,291	121,097
Денежные средства с ограниченным правом использования	2,116	623	660	1,543
Инвестирование в совместные предприятия	19	4	4	1,116
Отсроченное налогообложение	-	258	322	-
Торговые и прочие дебиторы	5,033	-	-	6,444
	207,685	62,319	47,351	237,574
Оборотный капитал				
Денежные средства и их эквиваленты	4,942	3,112	25,109	1,75
Товарно-материальные запасы	9,189	634	1,358	7,703
Дебиторская задолженность связанных сторон	2,456	-	-	2,403
Запасы	1,055	-	-	2,046
Авансовые платежи	-	-	4	-
Денежные средства с ограниченным правом использования	697	116	475	477
Активы выбывающей группы, классифицированные как предназначенные для продажи	-	172,514	156,325	-
Итого оборотного капитала	18,339	176,376	187,267	14,379
Итого активов	226,024	238,695	234,618	251,953
Акционерный капитал				
Акционерный капитал	33,671	33,645	28,756	28,671
Добавочный капитал	321,764	321,724	307,295	306,725
Другие резервы	43,043	42,845	42,621	41,705
Накопленный дефицит	-225,946	-198,56	-182,533	-165,385
Доля неконтролирующих участников	6,093	6,096	6,454	8,437

Итого акционерного капитала	178,625	205,75	202,593	220,153
Долгосрочные обязательства				
Торговая и прочая кредиторская задолженность	176			
Финансовые задолженности	20,735	5,489	-	3,688
Отсроченное налогообложение	1,302	-	-	2,912
Расчеты с поставщиками и прочая кредиторская задолженность	-	-	-	351
Резервный фонд	984	-	-	524
	23,197	5,489	-	7,475
Краткосрочные обязательства				
Финансовые задолженности	5,984	5,139	4,965	13,625
Производные финансовые инструменты	3,668	-	17	523
Действующее налогообложение	311	364	144	233
Расчеты с поставщиками и прочая кредиторская задолженность	12,539	4,102	4,946	8,231
Отложенный доход				1,713
Резервный фонд	1,7	1,759	520	-
Активы выбывающей группы, классифицированные как предназначенные для продажи	-	16,092	21,433	-
	24,202	27,456	32,025	24,325
Итого краткосрочных обязательств	47,399	32,945	32,025	31,8
Итого акционерного капитала и долгосрочных обязательств	226,024	238,695	234,618	251,953

6.1.1. Нематериальные активы – разведка и оценка расходов

	Казахстан	Узбекистан	Грузия	Таджикистан	Итого
US\$'000					
На 31 Декабря, 2012					
Начальная чистая балансовая сумма	22,491	1,601	-	75,867	99,959
Наценка/добавление	1,010	-	-	7,704	8,712
Переход к материальным активам	-	-	-	(142)	(142)
Амортизационное списание	-	(200)	-	(200)	(200)
Безуспешная разведка и оценка затрат	-	-	-	(955)	(955)
Конечная балансовая сумма	23,501	1,401	-	84,472	107,374
На 31 Декабря, 2012					
Расход	23,501	5,553	-	82,427	111,526
Суммарная амортизация и обесценивание	-	(4,152)	-	-	(4,152)
Чистая балансовая сумма	23,501	1,401	-	82,427	107,374
На 31 Декабря, 2013					
Начальная чистая балансовая сумма	23,501	1,401	-	105,973	107,374
Наценка/добавление	2,966	-	-	2,121	5,087

Таджикская сдача на субподряд – извлеченная цена	-	-		(53,519)	(53,519)
Переход к “активам выбывающей группы, предназначенных для продажи”	(26,467)	-	-	-	(26,467)
Амортизационное списание	-	(129)	-	-	(129)
Прекращенное обесценивание активов	-	(1,272)	-	-	(1,272)
Конечная балансовая сумма	-	-	-	31,074	31,074
На 31 Декабря, 2013					
Расход	-	-	-	31,074	31,074
Суммарная амортизация и обесценивание	-	-	-	-	-
Чистая балансовая сумма	-	-	-	31,074	31,074
На 31 Декабря, 2014					
Начальная чистая балансовая сумма	-	-	-	31,074	31,074
Наценка	-	-	11,996	4,560	16,556
Конечная балансовая сумма	-	-	11,996	35,634	47,630
На 31 Декабря, 2014					
Расход	-	-	11,996	35,634	47,630
Суммарная амортизация и обесценивание	-	-	-	-	-
Чистая балансовая сумма	-	-	11,996	35,634	47,630
На 30 Июня, 2015					
Начальная чистая балансовая сумма	-	-	11,996	35,634	47,630
Наценка/добавление	61	-	570	3,363	1,141
Трансфер из "активов группы выбытия, удерживаемые для продажи"	29,169	-	-	-	29,169
Конечная балансовая сумма	29,230	-	12,566	38,997	48,771
На 30 Июня, 2015					
Расход	29,230	-	12,566	38,997	80,793
Суммарная амортизация и обесценивание	-	-	-	-	-
Чистая балансовая сумма	29,230	-	12,566	38,997	80,793

Разведка и оценка расходов нефти и природного газа учитываются с использованием метода «успешной попытки» бухгалтерского учета. Разведка и оценка расходов, включая расходы на приобретение лицензий, капитализируются, как фактически понесенные. Расходы, непосредственно связанные с разведкой и оценкой резервов капитализируются. Все другие связанные исследования и оценки расходов переносятся как нематериальные активы в консолидированный отчет о финансовом положении, в предположении, что затраты окупятся посредством успешного развития месторождения, или же путем его продажи. Капитализированные расходы по разведке и оценке учитываются по его возмещаемой стоимости, тогда изложенные выше условия больше не соблюдаются.

Если будет установлено, что коммерческого обнаружения достигнуто не было, все другие связанные с этим расходы будут списаны к их возмещаемой сумме. Если будут найдены коммерческие запасы, нематериальные активы по разведке и оценке будут протестированы на обесценение и переданы в категорию оценки и развития материальных активов, Обесценивание или Амортизация не начисляется на этапе разведки и оценки.

6.1.1.2. Незавершенное капитальное строительство

В отношении Компании-недропользователя раскрытие информации по незавершенному капитальному строительству представлено в рамках капитальных затрат, связанных с проведением разведочной и оценочной деятельности см. п. 6.1.1.

6.1.2. Нефтегазодобывающие основные средства и материальные активы

US\$'000	Нефтегазодобывающие основные средства	Нефтегазовое оборудование	Средства передвижения	Офисное и вычислительное оборудование	Итого
На конец года 31 Декабря, 2012					
Начальная чистая балансовая сумма	106,879	19,524	1,253	1,262	128,918
Наценка	10,778	-	421	94	11,293
Переход к нематериальным активам	143	-	-	-	143
Ликвидация основных средств	-	-	-	(1)	(1)
Амортизация	(16,663)	(1,139)	(1,070)	(415)	(19,257)
Передача начисленных амортизационных отчислений	-	-	-	1	1
Конечная балансовая сумма	101,167	18,385	604	941	121,097
На 31 Декабря, 2012					
Расход	144,243	25,337	2,681	2,071	174,332
Суммарная амортизация и обесценивание	(43,076)	(6,952)	(2,077)	(1,130)	(53,235)
Чистая балансовая сумма	101,167	18,385	604	941	121,097
На конец года 31 Декабря, 2013					
Начальная чистая балансовая сумма	101,167	18,385	604	941	121,097
Наценка	20,739	6	335	318	21,398
Таджикская сдача на субподряд – извлеченная цена	(2,682)	-	(61)	(130)	(2,873)
Переход к “активам выбывающей группы, предназначенных для продажи”	(104,770)	(2,503)	53	(490)	(107,710)
Ликвидация основных средств	-	-	(119)	-	(119)
Прекращенное обесценивание активов	(4,124)	-	(53)	(19)	(4,196)
Амортизация	(11,839)	(1,279)	(578)	(373)	(14,069)
Начисленные амортизационные отчисления по распоряжению долей	1,509	-	57	80	1,646
Передача начисленных амортизационных отчислений	-	-	117	-	117
Конечная балансовая сумма	-	14,609	355	327	15,291
На 31 Декабря, 2013					
Расход	-	22,184	714	813	23,711
Суммарная амортизация и обесценивание	-	(7,575)	(359)	(486)	(8,420)
Чистая балансовая сумма	-	14,609	355	327	15,291
На конец года 31 Декабря, 2014					
Начальная чистая балансовая сумма	-	14,609	355	327	15,291
Наценка	-	-	68	258	326
Ликвидация основных средств	-	-	(143)	(20)	(163)
Амортизация	-	(1,307)	(192)	(220)	(1,719)
Передача начисленных амортизационных отчислений	-	-	52	17	69
Конечная балансовая сумма	-	13,302	140	362	13,804
На 31 Декабря, 2014					

Расход	-	22,184	639	1,051	23,874
Суммарная амортизация и обесценивание	-	(8,882)	(499)	(689)	(10,070)
Чистая балансовая сумма	-	13,302	140	362	13,804
За шесть месяцев, датированы 30 Июня, 2015					
Начальная чистая балансовая сумма	-	13,302	140	362	13,804
Наценка	1,063	-	22	6	1,091
Переход к "активам выбывающей группы, предназначенных для продажи"	166,069	3,159	2,337	1,448	173,013
Трансфер из "активов группы выбытия предназначенные для продажи "накопленной амортизации"	(43,367)	(696)	(1,751)	(1,013)	(46,827)
Выбытие	(19,104)	(1,511)	(525)	(148)	(21,288)
Конечная балансовая сумма	104,661	14,254	172	637	119,724
На 30 Июня, 2015					
Расход	167,132	25,343	2,864	2,168	197,507
Суммарная амортизация и обесценивание	(62,471)	(11,089)	(2,692)	(1,531)	(77,783)
Чистая балансовая сумма	104,661	14,254	172	637	119,724

Месторождения нефти и газа в пределах материальных активов заявлены на стоимость, меньше накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Как только в исследуемом районе начинается промышленная эксплуатация, месторождения нефти и газа истощаются. Материальные активы оцениваются по стоимости за вычетом накопленной амортизации. Амортизация начисляется с целью списания стоимости этих активов меньше остаточной стоимости за предполагаемый период эффективного использования.

6.1.3. Инвестирование в дочерние компании

US\$'000	На 30 июня, 2015	На 31 Декабря, 2014	На 31 Декабря, 2013	На 31 Декабря, 2012
Расходы	10,176	10,161	10,161	10,185
Резерв под обесценение	-	-	-	-
Чистая балансовая сумма	10,176	10,161	10,161	10,185

Значение инвестиции в эти компании не учитывается в консолидированной финансовой отчетности эмитента.

Список вложений в дочерние предприятия, включая имя, долю собственности, страну операций, страну регистрации и характер деятельности, приводится ниже:

Дочерние компании	Вид деятельности	Страна регистрации	Процент	Страна операций
Тетис Казахстан	Холдинговая компания	Бельгия	100%	Бельгия
ТОО ТрансОйлТранспортэйшн	Холдинговая компания	Бельгия	100%	Бельгия
Корпорация Сэван Старс	Холдинговая компания	Британо-Вирг. острова	85%	Британо-Вирг. острова
Тетис Таджикистан Лимитид	Холдинговая компания	Каймановы острова	100%	Таджикистан
Кулоб Петролиум Лимитид	Тадж. владелец лицензии	Каймановы острова	85%	Таджикистан
Империл Оилфилд Сервисез Лимитид	Владелец буровой вышки	Каймановы острова	100%	Каймановы острова
Нефтяная корпорация Закавказья	Холдинговая компания	Каймановы острова	100%	Грузия
Триалети Петролиум Лимитид	Груз. Владелец лицензии	Каймановы острова	100%	Каймановы острова

Лиси Петролиум Лимитид	Груз. Владелец лицензии	Каймановы острова	100%	Каймановы острова
Сагурамо Петролиум Лимитид	Груз. Владелец лицензии	Каймановы острова	100%	Каймановы острова
Тетис Узбекистан Лимитид	Холдинговая компания	Каймановы острова	100%	Каймановы острова
Ресилиент Петролиум Лимитид	Холдинговая компания	Каймановы острова	100%	Каймановы острова
Бейкер Хьюз (Кипр) Лимитид	Прекращаемая операция	Кипр	100%	Discontinued operation
Тетида Лимитид	Финансирование	Кипр	100%	Кипр
Тетис Сервисез Грузия	Обслуживающая компания	Грузия	100%	Грузия
Тетис Сервисез Гернси	Обслуживающая компания	Гернси	100%	Гернси
Тетис Сервисез Казахстан	Обслуживающая компания	Казахстан	100%	Казахстан
Тетис Арал Газ	Разведка и добыча	Казахстан	100%	Казахстан
ПОО Кулбас	Геологоразведка	Казахстан	100%	Казахстан
Азия НПО	Компания с лизинговым договором	Нидерланды	100%	Нидерланды и Казахстан
Тетис Сервисез Лимитид	Обслуживающая компания	Соединённ. Королевство	100%	Соединённ. Королевство
Тетис Петролиум Инкорпорэйтид	Обслуживающая компания	США	100%	США
Тетис Афганистан Инкорпорэйтид	Нереализуемый	США	100%	Нереализуемый
Совместно контролир. предприятия				
Арал НК	Операции нефтегазавани	Казахстан	50%	Казахстан
Производящая фирма Бохтар	СКУ	Нидерланды	28.33%	Таджикистан

6.1.4. Торговая и прочая дебиторская задолженность

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Авансовые платежи субъектам строительной деятельности	384	-	-	-	362
Полученный налог на добавленную стоимость годный к принятию	4,649	-	-	-	6,082
Долгосрочный промежуточный итог	5,033	-	-	-	6,444
Торговая дебиторская задолженность	4,351	-	-	84	2,096
Досрочное погашение	624	155	209	481	1,074
Другие авансы	1,720	516	385	695	764
Полученный налог на добавленную стоимость годный к принятию	2,494	85	40	98	3,769
Текущий промежуточный итог	9,189	756	634	1,358	7,703
Активы выбывающей группы, удерживаемые для продажи					
Торговые и прочие авансы					
Авансы субъектам строительной деятельности	-	483	575	1,444	-
Полученный налог на добавленную стоимость годный к принятию	-	5,017	5,500	9,195	-
Долгосрочный промежуточный итог	-	5,500	6,075	10,639	-
Торговая дебиторская задолженность	-	2,546	1,540	2,203	-
Досрочное погашение	-	358	533	917	-
Другие авансы	-	1,273	1,127	865	-

Полученный налог на добавленную стоимость годный к принятию	-	2,436	2,304	-	-
Текущий промежуточный итог	-	6,613	5,504	3,985	-

Внеоборотные авансы строительных подрядчиков относятся к поставщикам материалов и услуг, связанных с контрактами Кызылой и Кул-Бас. Текущие торговые и прочие дебиторские задолженности негарантированы и беспроцентны. Условием нормальной оплаты для компании является 30 дней. Предоплата в основном связана с расходами будущих периодов на страхование и другими корпоративными операционными расходами. Не существует торговых дебиторских задолженностей с просрочкой в тридцать дней (31 декабря 2013 года – ноль). Другие классы в рамках торговой и прочей дебиторской задолженности не содержат обесцененных активов.

Клиенты, которые составляют более 5% от общего объема торговли и других дебиторских задолженностей следующие:

31 Декабря, 2014

Название	Местонахождение	Валюта	US\$'000	Доля	Дата признания	Причина долга
ПОО ЕвразияГазГрупп	Казахстан	KZT	803	7%	30/11/2014	Продажа нефти
ИнтэргазЦентралАзия	Казахстан	KZT	740	6%	21/12/2014	Продажа газа

31 Декабря, 2013

Название	Местонахождение	Валюта	US\$'000	Доля	Дата признания	Причина долга
ПОО ЕвразияГазГрупп	Казахстан	KZT	1,661	7%	31/12/2013	Продажа нефти
ИнтэргазЦентралАзия	Казахстан	KZT	306	6%	30/11/2013	Продажа газа
ПОО КБ Петролиум	Казахстан	KZT	856	6%	31/12/2013	Предоплата за бурение

31 Декабря, 2012

Название	Местонахождение	Валюта	US\$'000	Доля	Дата признания	Причина долга
ПОО ЕвразияГазГрупп	Казахстан	KZT	1,011	8%	30/11/2012	Продажа нефти
Азия Газ НГ	Казахстан	KZT	972	7%	30/11/2012	Продажа газа

Влияние валютных курсов по торговой и прочей дебиторской задолженности. Как подробно отражено в ежегодном докладе за год, закончившийся 31 декабря 2014 года, эмитент, главным образом, подвергается валютным рискам по дебиторской задолженности, деноминированной в тенге. Так как срок сбора такой дебиторской задолженности краткосрочный, влияние изменений валютных курсов не существенно.

Дебиторская задолженность по кредиту для СП Базовое нефтехранилище Арал (Казахстан)

Эмитент на 100% владеет ТОО «Trans Continental Oil Transportation SPRL», который в свою очередь владеет на 50% Аральским нефтяным терминалом. Терминал используется для доставки и продажи нефти на месторождение Аккулка. В сочетании с оборудованием компании по производству нефти на месторождении Аккулка проект на терминале повышает свои операции, значительно снижая операции по грузоперевозкам, и позволяет увеличить производство, путем разработки повышенной вместимости резервуара и разгрузки/погрузки. Кредит приносит прибыль на 10 процентов в год, негарантированный и подлежащий уплате по требованию.

Следующие суммы представляют собой движения дебиторской задолженности:

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Баланс, начало года	1,500	1,500	2,676	2,403	2,013
Доля результата совместного предприятия	-	-	(1,356)	298	191
Переклассификация капитала совместного предприятия	867	867	-	-	-
Финансовый доход от дебиторской задолженности	89	44	180	176	199
Часть оплаты по займу	-	-	-	(200)	-
Баланс на конец года,	2,456	2,411	1,500	2,676	2,403

Выплата по кредиту составляет 10 процентов в год, кредит необеспеченный и подлежащий уплате по требованию.

6.1.5. Дебиторская задолженность дочерних компаний

Все внутрифирменные балансы были устранены на консолидации, включая следующие остатки дебиторской задолженности дочерних компаний:

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Кредиты от компании ее дочерним компаниям*	165,501	162,869	162,036	151,598	136,120
Другие суммы, причитающиеся от дочерних компаний	121,420	117,663	116,506	97,772	135,297
Итого дебиторская задолженность между компаниями	286,921	280,532	278,542	249,370	241,417

Кредиты от компании ее дочерним компаниям*

Включает дебиторскую задолженность на 30 июня 2015 года в размере 3 704 000 долларов США по ставке 8,65% и с условием погашения по требованию, и кредит в 161,797 долларов США по ставке 97% от 3-месячной ставки ЛИБОР меньше чем 0,25%, с выплатой основной суммы кредита и выплаты по процентам на 31 декабря 2021 года.

6.1.6. Материально- производственные запасы

Структура материально-производственных запасов:

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Продукт нефтепереработки - Узбекистан	-	-	-	-	1,139
Запасы сырья и материалов	1,055	1,369	1,358	1,446	908
Итого материально-производственных запасов	1,055	1,369	1,358	1,446	2,046

Сырье главным образом состоит из материалов, которые будут использоваться при разведке и разработке свойств нефти и газа компании в Казахстане.

6.1.7. Денежные средства и их эквиваленты

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Денежные средства и их эквиваленты	4,942	5,280	3,112	25,109	1,750
Денежные средства и их эквиваленты – удерживаемые выбывающей группой	-	1,707	757	622	-
	4,942	6,987	3,869	25,731	1,750

Денежные средства и их эквиваленты состоят исключительно из наличных денег. Наличные деньги на банковских счетах приносят проценты по плавающим ставкам на основании ежедневных банковских депозитных ставок.

US\$'000	30 июня 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Денежные средства с ограниченным правом использования – сальдо текущего счета	697	116	475	477

Денежные средства с ограниченным правом использования – внеоборотное сальдо	2,116	623	660	1,543
Денежные средства с ограниченным правом использования – удерживаемы выбывающей группой	-	1,922	1,664	-
	2,813	2,661	2,799	2,020

Суммы, удерживаемые выбывающей группой, состоят из процентных банковских депозитов в Казахстане, которые были размещены для удовлетворения местных потребностей Казахстана в отношении обязательства по выбытию активов. Другие суммы состоят из денежных средств, размещенные в ценные бумаги Vazon Limited.

6.1.8. Займы и кредиты

US\$'000	Эффективная Процентная Ставка	Дата Погашения Обязательств ва	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2013
Текущие							
Условное депонирование денежной суммы у третьего лица	Libor + 1% в год	2015	-	3,913	3,901	-	-
Регулируемый кредит	14.8% в год	2017	1,328	1,256	1,238	-	-
Регулируемый кредит – Опцион А	19.9% в год	2014	-	-	-	3,538	5,637
Регулируемый кредит – Опцион В	19.5% в год.	2014	-	-	-	1,427	1,711
Казахстанский заем	14.0% в год – 15.9% в год.	2016	4,656	-	-	-	6,277
			5,984	5,169	5,139	4,965	13,625
Внеоборотные							
Регулируемый кредит	14.8% в год	2017	4,830	5,056	5,489	-	-
Корпоративный кредит	31.4% в год	2017	6,942	6,412	-	-	-
Регулируемый кредит – Опцион В	19.5% в год	2014	-	-	-	-	1,311
Конвертируемая задолженность	10,6%	2017	8,963	-	-	-	-
Казахстанский кредит	14.0% в год – 15.9% в год	2016	-	-	-	-	2,377
			20,735	11,468	5,489	-	3,688
Денежные обязательства выбывающей группы							
Текущие							
Казахстанский кредит	14.0% в год – 15.9% в год	2016	-	3,827	2,651	3,776	-
			-	3,827	2,651	3,776	-
Внеоборотные							
Казахстанский	14.0% в год – 15.9% в	2016	-	814	2,220	5,171	-

кредит	год						
			-	4,641	4,871	8,947	-

Условное депонирование денежной суммы у третьего лица

9 июля 2014 г. Компания заключила кредитное соглашение с «SinoHan Oil & Gas Investment» 6 BV (КНР), Ставка кредита рассчитывается по ставке 1 месячной ставки предложения ЛИБОР плюс 1% в год и погашение в течение 10 дней по запросу от «SinoHan». В последствии несостоявшейся сделки кредит был выплачен в течение периода.

Займы на буровую платформу

13 февраля 2014 г., Компания заключила кредитное соглашение по займу до 12 млн. американских долларов от Cornhil Capital Limited (Великобритания). Кредит под залог акций заемщика, дочерней компании, которая в свою очередь владеет двумя буровыми установками и другим оборудованием. На 30 июня 2015 кредиты с номинальной стоимостью 4,665 млн американских долларов и 2,026 миллионов фунтов стерлингов были получены по соглашению.

Кредиторы получают первоначальное погашение, следуя 34 равнодолевой ежемесячной рассрочке, включающей проценты и капитал, вместе с одним погашением половины основной суммы на дату погашения.

Эти займы проводятся по амортизированной стоимости, включая 12 % процентов в год и эффективную процентную ставку 14.76% годовых.

Корпоративный кредит - Новое кредитное финансирование 6.0 млн американских долларов

На 16 января 2015 года Компания объявила, что она получила новый беззалоговый займ от Khan Energy (Cayman)SPV Limited с опционными условиями на 6,0. миллионов американских долларов. Участник должен в конце двух лет произвести выплату в размере 8% в год за каждые 6 месяцев. Кредит был полностью погашен компанией.

Корпоративный кредит - Новое кредитное финансирование 3.5 млн американских долларов

На 10 марта 2015 г. компания получила новый займ от Annuity and Life Reassurance Ltd ("ALR") (Бермудские острова) на сумму 3,5 миллионов американских долларов беззалогового кредита. Участник должен в конце двух лет выплатить сумму в размере 8% в год за каждые 6 месяцев. Кредит был полностью погашен компанией.

Казахстанский кредит

29 июня 2012 года компания объявила, что она получила кредит от казахского банка (АО «Банк RBK») для финансирования капитальных расходов в Казахстане.

Механизм финансирования банковского кредита был организован ТОО «Евразия Газ Групп», с согласия Компании и он является банковским кредитом для ТОО «Евразия Газ Групп», партнера по совместному предприятию компании "Аральский нефтяной териминал", посредством чего ТОО «Евразия Газ Групп» списывает кредит банка с одобрения Компании и средства переданы дочерней компании «Тетис Арал Газ». Механизм финансирования банковского кредита имеет срок до четырех лет в зависимости от требований Компании и несет процентную ставку 12% и 15% в год на списанные суммы.

В январе 2013 года Казахстанское соглашение о ссуде было прекращено и заменено механизмом, посредством чего суммы, которые уплачены Компании и погашены как вычет поступлений от продажи нефти. Условия соглашения являются, главным образом, одними и теми же (т.е. погашение должно быть завершено в апреле 2016 году по ежемесячным выплатам долга и процентов) и поэтому, согласно МСФО, авансированные суммы по-прежнему рассматриваются в качестве кредита.

По состоянию на 30 июня 2015 года, было предоставлено 1,935 млрд. тенге (USD12.9 млн.) Компании в рамках кредитного соглашения, со следующими условиями оставшийся период погашения в 3 года и ежемесячными выплатами основной суммы долга и процентов (по взвешенной средней эффективной процентной ставке 14,99%).

В случае, если добыча нефти приостанавливается более чем на 30 дней, неуплаченная сумма должна быть возвращена ТОО Евразия Газ Групп в течение 30 дней с момента получения уведомления о возвращении.

Некоторые нефтяные и газовые активы недвижимости отданы в залог ТАГ и АНТ, как поручение для вышеупомянутой банковской ссуды.

6.1.9. Резервы на выплаты по обязательствам и другие изменения

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря 2013	31 Декабря, 2012
На 1 Января	-	-	524	386
Дополнительное взятое обязательство	-	-	112	10
Изменения в установленном денежном потоке	-	-	616	131
Установленная задолженность	-	-	(503)	(25)
"Раскручивание" дисконтирования по причине истечения времени	-	-	46	22
Переход к обязательствам выбывающей группы, предназначенным для продажи	984	-	(795)	-
	984	-	-	524
Обязательства выбывающей группы, предназначенные для продажи				
На 1 Января	948	795	-	-
Переход к обязательствам выбывающей группы, предназначенным для продажи	(984)	-	795	-
Дополнительное взятое обязательство	-	87	-	-
"Раскручивание" дисконтирования по причине истечения времени	36	66	-	-
		948	795	-

Компания предусматривает дальнейшее списание стоимости производственных объектов нефти и газа и трубопроводов на льготных условиях. Ожидается, что эти расходы будут понесены между 2015 и 2022. Обеспечение оценивается с помощью существующей технологии в текущих ценах, эскалации на 5,4% и дисконтированных 7,4%. Период эффективного использования и время учета обязательств по выбытию активов зависит от государственного законодательства, цен на сырьевые товары и будущего производства проекта. Кроме того денежные потоки подвержены давлению инфляции или дефляции в стоимости предоставления услуг третьей стороной.

6.1.10. Расчеты с поставщиками и прочая кредиторская задолженность

US\$'000	30 июня 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря 2013	31 Декабря, 2012
Расчёты с поставщиками	2,199	623	1,637	4,487
Начисления	9,166	3,266	1,569	2,586
Другие кредиторы	1,176	896	240	1,158
Дивиденды, подлежащие оплате доли неконтролирующих участников	-	-	1,500	-
Текущий промежуточный итог	12,539	7,523	4,946	8,231
Другие внеоборотные кредиторы	176	-	-	351
Внеоборотное итог	176	-	-	351
Обязательства выбывающей группы, предназначенные для продажи				
Расчёты с поставщиками	-	2,447	1,774	-
Начисления	-	2,162	3,488	-
Другие кредиторы	-	895	1,482	-
Текущий промежуточный итог	-	5,504	6,744	-
Другие внеоборотные кредиторы	-	206	263	351
Внеоборотное итог	-	206	263	351

Начисления

Начисления производятся, когда Компания имеет договорное обязательство произвести платеж за услуги, предоставляемые, и, вполне вероятно, что будет экономический отток от компании, но компания пока не получила счет или официальное требование

платежа. Начисления представляют собой смету понесенных расходов, но еще не выставлены в счете и могут включать начисления за технические услуги, профессиональные услуги, общие и административные расходы и расходы на производство.

6.1.11. Кредиторская задолженность дочерних компаний

Были устранены все остатки по расчётам между компаниями Группы, включая следующие остатки, выплачиваемые филиалами:

US\$'000	30 Июня, 2015	31 Марта, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013	31 Декабря, 2012
Сумма, причитающаяся дочерним компаниям	8,402	9,257	10,612	27,924	15,831
Итого межфирменных документов к оплате	8,402	9,257	10,612	27,924	15,831

По кредиторам, перед которыми эмитент имеет задолженность в размере пять и более процентов от общей суммы его кредиторской задолженности представлены в п.6.1.8.

6.1.12. Акционерный капитал

Акционерный капитал. Выпущенный и полностью оплаченный	Количество акций	Акционерный капитал US\$'000	Добавочный капитал
На 1 Января, 2012	286,692,744	28,669	306,725
Выпущены в течение года в связи с осуществлением опциона на акции	15,000	2	11
Стоимость выпуска акций	-	-	(11)
На 31 Декабря, 2012	286,707,744	28,671	306,725
На 1 Января, 2013	286,707,744	28,671	306,725
Выпущены в течение года в связи с осуществлением опциона на акции	850,000	85	570
Стоимость выпуска акций	-	-	-
На 31 Декабря, 2013	287,557,744	28,756	307,295
На 1 Января, 2014			
Выпущены в течение года – приобретение Грузии	12,000,000	1,200	4,550
Выпущены в течение года – закрытое размещение средств	36,894,923	3,689	11,258
Стоимость выпуска акций	-	-	(1,379)
На 31 Декабря, 2014	336,452,667	33,645	321,724
На 1 Января, 2015	336,452,667	33,645	321,724
Выпущены на период	259,718	26	40
На 30 Июня, 2015	336,712,385	33,671	321,764

Компания выпустила 12 000 000 акций на 9 июля 2013 г. в связи с предлагаемым приобретением некоторых грузинских активов. Эти акции были удержаны залогом до согласия грузинского правительства на приобретение, которое было получено 2 января 2014 года. Хотя эти акции были выпущены по состоянию на 31 декабря 2013 года, они не соответствовали требованиям для получения капитала Компании в тот период, так как по условиям требовалось выпустить акции продавцу, условия были выполнены 2 января 2014 года, и акции включаются в Капитал Компании, начиная с этой даты.

На 14 мая 2014 года, Компания объявила, что она заключила Договор о размещении ценных бумаг для сбора 13 миллионов американских долларов с новых и существующих инвесторов, и решила получить 2 миллиона американских долларов с новых и существующих инвесторов путем прямой подписки. Прямая подписка и размещение вместе именуются, как «Предложения».

Предложения были осуществлены двумя траншами. 17 105 764 обыкновенных акций были выпущены в первой части, что привело к повышению валового дохода 6,95 млн. американских долларов. 19 789 159 обыкновенных акций были выпущены во второй части, что привело к повышению валового дохода 8.05 млн. американских долларов. Предложение было завершено в июне 2014 года, повышение общей валовой выручки 15 млн. американских долларов.

По состоянию на 31 декабря 2014 года, в общей сложности 40 374 320 (31 декабря 2013 – 34 388 129) обыкновенных акций зарезервированы под долгосрочную систему поощрительных вознаграждений, и компанией были предоставлены опционы.

Привилегированные акции имеют права, как изложено в меморандуме и учредительном договоре, утвержденных на общем собрании акционеров 24 апреля 2008 года. Ниже кратко излагаются существенные условия, относящиеся к привилегированным акциям:

- Могут быть выпущены в одном или несколькими сериями;
- Имеют право на любые дивиденды в приоритете для простых акций;
- Наделяет их владельцев правом приоритета ликвидации для простых акций;
- И могут иметь другие права, привилегии и условия (включая право голоса), Совет может определить первое распределение любой серии привилегированных акций, при условии, если оно не имеет ряд привилегированных акций или права ограниченного голосования, как это назначается Советом. В настоящее время нет привилегированных акций (2013 – нет).

По состоянию на дату подготовки данного инвестиционного меморандума ни одна привилегированная акция не была размещена. Более подробная информация представлена в п.2.6.

6.2. Сводный отчет о прибылях и убытках

US\$'000	За период 6 месяцев заканчивающийся	На год, заканчивающийся 31		На год, заканчивающийся 31 Декабря
		Декабря	Декабря	
	30 июня 2015	2014	2013	2012 пересчитано
Продажа и другая выручка	12,792	27,389	36,945	33,629
Торговые издержки	-2,381	-2,287	-3,036	-
Производственные расходы	-6,767	-13,476	-13,64	-11,363
Износ, истощение и амортизация	-21,288	-1,27	-12,619	-17,313
Расходы на коммерческое развитие	-	-1,881	-2,695	-858
Административные расходы	-5,924	-17,647	-18,703	-18,942
Расходы на финансовую реструктуризацию	-1,932	-2,585	-	-
Транзакционные издержки капитала	-1,065	-243	-611	-
Выплаты на основе долевых инструментов	-265	-224	-862	-2,932
Повышение цены финансового инструмента	43	-	8,214	-
Чистая отрицательная курсовая разница	-215	-200	-113	-451
Справедливая стоимость производных финансовых инструментов	-469	17	830	53
Убыток от совместного предприятия	-235	-1,356	298	191
Затраты на финансирование	-2,527	-1,247	-1,46	-1,083
Убыток до налогообложения от продолжающихся операций	-30,233	-15,01	-7,452	-20,162
Налогообложение	2,921	-463	-3,083	-798
Убыток за год от продолжающихся операций	-27,312	-15,473	-10,535	-20,96

Убыток за год от прекращенной деятельности после уплаты налогов	-77	-912	-7,096	56
Убыток и общий совокупный убыток за год	-27,389	-16,385	-17,631	-20,904
Убыток и общий совокупный убыток связаны с:				
Акционеры	-27,386	-16,027	-17,148	-20,423
Доля неконтролирующих участников	-3	-358	-483	-481
Убыток и общий совокупный убыток за год	-27,389	-16,385	-17,631	-20,904
Убыток на акцию, относящуюся к акционерам:				
Основные и пониженные – от продолжающихся операций	(0.08)	(0.05)	(0.03)	(0.07)
Основные и пониженные – от прекращенных операций	-	-	(0.02)	-

6.3. Доходы, полученные от продажи нефти и газа

US\$'000	По состоянию на		По состоянию на					
	30 Июня, 2015		31 Декабря, 2014		31 Декабря, 2013		31 Декабря, 2012	
Продажа газа	9,533	74,52%	8,191	29,91%	10,93	29,58%	5,875	17,47%
Продажа нефти	3,253	25,43%	18,92	69,08%	25,53	69,10%	27,507	81,80%
Другой доход	6	0,47%	0,278	1,02%	0,485	1,31%	0,247	0,73%
Объем продаж и другие доходы	12,792	100%	27,389	100,00%	36,945	100,00%	33,629	100,00%

Действия, предпринятые эмитентом для увеличения доходов

В общей сложности четыре (4) скважины с мелкозалегающим газом были пробурены в месторождении Аккулка в 2014 году, а именно скважины АКК17-18-19-20. Весь извлеченный газ и первые три скважины координировались в 4 квартале 2014 году и в настоящее время скважины в работе с января 2015 года. Скважина АКК20 потребует операции по увеличению дебита скважины для изоляции нижней, водосодержащей зоны, перед планируемой привязкой, в 2016 году.

Инфраструктура трубопровода с растворенным в нефти газом спроектирована, построена и имеет осушитель для доставки высококачественного газа на главные магистральные линии. Все это осуществляется по расписанию и в рамках бюджета, без ТВПТ под высоким уровнем качества и безопасности и приводит к удваиванию добычи газа, начиная с января 2015 года. Кроме того, Договор на проведение поисково-разведочных работ был продлен еще на четыре года и новый контракт о продаже газа был обсужден и подписан по значительно более высокой цене, чем предыдущий контракт.

6.4. Структура доходов и расходов от других видов деятельности (финансирование)

US\$'000	За период	По	По состоянию на		
	заканчивающийся	состоянию	31	31	31
	30	31	31	31	31
	Июня,	Марта,	Декабря,	Декабря,	Декабря,

	2015	2015	2014	2013	2012
Затраты на финансирование	2,618	624	1,450	1,676	1,289
Финансовый доход	(91)	(45)	(203)	(216)	(206)
	2,527	579	1,247	1,460	1,083

6.5. Себестоимость производства

US\$'000	За период	По	По	По
	заканчивающ ийся	состоянию на	состояни ю на	состоянию на
	30	31	31	31
	Июня, 2015	Декабря, 2014	Декабря, 2013	Декабря, 2012
Производственные расходы /себестоимость по производству газа	2,193	3,432	3,601	2,972
Производственные расходы /себестоимость по производству нефти- Казахстан	2,879	9,677	8,410	7,003
Производственные расходы /себестоимость по производству нефти – Таджикистан	-	-	859	1,243
Другие	1,695	368	770	145
Итого	6,767	13,476	13,640	11,363
Казахстан				
Себестоимость нефти на баррель (US\$)	10.09	11.49	8.81	7.34
Себестоимость газа на тыс. куб.м (US\$)	22.20	30.77	28.41	16.25

Отмечаем, что значительная доля расходов, связанных с производством нефти, установлена, даже если в течение текущего периода производство нефти снизилось по сравнению со сравнительным периодом, расходы не уменьшатся пропорционально. Расходы на баррель нефтяного производства были уменьшены в течение текущего года по сравнению со сравнительным кварталом благодаря сокращению персонала, уменьшению заработной платы и предоставлению неоплачиваемого отпуска. Программа Компании по неглубоко залегающему газу имеет результатом сокращение расходов на кубический метр/баррель нефтяного эквивалента посредством экономии, обусловленной ростом объема производства.

6.6. Прогнозируемые показатели доходов на ближайшие 3 года

	Год заканчивается		
	31 декабря, 2015	31 декабря, 2016	31 декабря, 2017
Объем производства газа (тыс. куб.м в день)	543	743	819
Объем производства нефти (число баррелей нефти в сутки)	1855	1483	1636
Выручка от реализации (US\$ миллионов)	28	47	139

Вышеуказанные прогнозируемые показатели являются лишь одним из ряда возможных результатов, которые зависят от целого ряда факторов, как внутри, так и вне контроля компании. Они предоставляются в качестве руководства и не должны рассматриваться как более вероятный результат, чем любой другой, и поэтому компания не несет никакой ответственности за них. Читатели не должны полагаться на них, и они должны учитываться совместно с предупреждением касательно прогностического заявления на странице 1.

6.7. Консолидированный отчет о движении денежных средств

US\$'000	За период	Год, заканчивающийся 31 декабря		
	заканчивающийся	2014	2013	2012
	30 июня, 2015			
Движение денежной наличности от операционной деятельности				

Убыток до налогообложения от продолжающихся операций	-30,233	-15,01	-7,452	-20,16
Убыток до налогообложения от прекращенных операций	-77	-912	-8,15	292
	-30,31	-15,92	-15,602	-19,87
Поправка на:				
Снижение справедливой рыночной стоимости от прекращенной деятельности	-	-	7,01	-
Выплаты на основе долевых инструментов	265	224	862	2,932
Затраты на финансирование	2,527	1,247	1,46	1,083
Износ, истощение и амортизация	21,288	1,27	13,534	18,424
Справедливая стоимость производных финансовых инструментов	469	-17	-830	-53
Полученная нереализованная иностранная валюта	26	-192	-43	46
Прибыль от выполнения субподрядчиком части договорных работ	-	-	-8,214	-
Потеря / (прибыль) от совместно-контролируемого предприятия	235	1,356	-298	-191
Колебание доходов будущих лет	-	-	-1,191	-126
Колебание резервируемых средств	-1,99	1,239	-	-
Чистая смена рабочего капитала	2,115	-389	2,807	-1,842
Денежные средства при операционной деятельности	-5,418	-11,18	-505	1,358
Оплачиваемый корпоративный налог	-134	-320	-276	-
Чистая наличность при операционной деятельности	-5,552	-11,5	-781	1,358
Движение денежной наличности при инвестиционной деятельности				
Полученные проценты	91	198	216	6
Издержки разведки и оценочные активы	-3,942	-8,683	-4,529	-7,764
Издержки материальных активов	-2,039	-17,39	-19,28	-9,737
Доход от продажи основных средств	113	-	-	-
Изменение курса денежных средств с ограниченным правом использования	-151	137	-778	272
Инвестирование в совместно контролируемые предприятия	-	-	-4	-3
Погашение займа совместно контролируемых предприятий	-	-	200	-
Доход от выполнения субподрядчиком части договорных работ	-	-	62,959	-
Движение с авансом для строительных подрядчиков	190	782	-1,081	778

Другие авансовые платежи	-	-	-4	-
Колебания налога на добавленную стоимость	719	-90	-3,113	2,995
Чистое изменение рабочего капитала	-1,522	285	170	-2,279
Колебание учета обязательств по выбытию активов	-	-	-253	-
Чистая наличность от инвестиционной деятельности	-6,541	-24,76	30,507	-15,73
Движение денежной наличности от инвестиционной деятельности				
Поступления от выпуска заемных средств, чистые затраты на выпуск	18,235	11,604	4,714	15,67
Возврат заёмных средств	-4,665	-8,803	-8,389	-8,563
Выплаченный процент заёмных средств	-908	-1,721	-2,36	-1,433
Поступления от выпуска акций, расходы, связанные с эмиссией ценных бумаг	-	13,568	523	-
Колебания долгосрочных обязательств	-56	-153	-283	-283
Чистая наличность от финансовой деятельности	12,606	14,495	-5,795	5,391
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по денежной наличности и денежным эквивалентам	561	-97	50	-13
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и денежных эквивалентов	1,074	-21,86	23,981	-8,996
Денежные средства и их эквиваленты в начале года	1,074	25,731	1,75	10,746
Денежные средства и их эквиваленты в конце года	4,942	3,868	25,731	1,75
Денежные средства и их эквиваленты в конце года состоят из:				
Наличные, реклассифицированные как активы в распоряжение группы, предназначенные для продажи	-	756	622	-
Денежные средства и их эквиваленты	4,942	3,112	25,109	1,75
	4,942	3,868	25,731	1,75

6.8. Сводный баланс изменений в капитале

	Касательно акционеров						
	Акционерный капитал	Добавочный капитал	Накопленный дефицит	Балансовые запасы опциона	Резерв гарантий	Доля неконтролирующих участников	Итого собственного капитала

Баланс на 1 Января, 2012	28,669	306,725	(144,962)	21,975	16,555	8,918	237,880
Совокупный убыток за год	-	-	(20,423)	-	-	(481)	(20,904)
Операции с акционерами							
Выплаты на основе долевых инструментов	-	-	-	3,142	-	-	3,142
Выдача гарантий	-	-	-	-	37	-	37
Исполнение опциона	2	11	-	(4)	-	-	9
Цена выпуска акций	-	(11)	-	-	-	-	(11)
Итого: Операции с акционерами	2	-	-	3,138	37	-	3,177
На 31 Декабря, 2012	28,671	306,725	(165,385)	25,113	16,592	8,437	220,153
Баланс на 1 Января, 2013	28,671	306,725	(165,385)	25,113	16,592	8,437	220,153
Совокупный убыток за год	-	-	(17,148)	-	-	(483)	(17,631)
Дивиденды от доли неконтролирующих участников	-	-	-	-	-	(1,500)	(1,500)
Операции с акционерами							
Выплаты на основе долевых инструментов	-	-	-	907	-	-	907
Выдача гарантий	-	-	-	-	9	-	9
Исполнение опциона	85	570	-	-	-	-	655
Итого: Операции с акционерами	85	570	-	907	9	-	1,571
Баланс на 1 Января, 2014	28,756	307,295	(182,533)	26,020	16,901	6,454	202,593
Совокупный убыток за год	-	-	(16,027)	-	-	(358)	(16,385)
Операции с акционерами							
Выпуск акций	4,889	15,808	-	-	-	-	20,697
Стоимость выпуска акций	-	(1,379)	-	-	-	-	(1,379)
Выплаты на основе долевых инструментов	-	-	-	224	-	-	224
Итого: Операции с акционерами	4,889	14,429	-	224	-	-	19,542
На 31 Декабря, 2014	33,645	321,724	(198,560)	26,244	16,601	6,096	205,750
Баланс на 31 Декабря, 2014	33,645	321,724	(198,560)	26,244	16,601	6,096	205,750
Совокупный убыток за период	-	-	(27,386)	-	-	(3)	(27,389)
Операции с акционерами							
Выпуск акций	26	40	-	-	-	-	66
Выплаты на основе долевых инструментов	-	-	-	198	-	-	198
Итого: Операции с акционерами	26	40	-	198	-	-	264

Баланс на 30 Июня, 2015	33,671	321,764	(225,946)	26,442	16,601	6,093	178,625
--------------------------------	--------	---------	-----------	--------	--------	-------	---------

Резерв опциона и резерв гарантий обозначаются как «прочие резервы» в консолидированном отчете о финансовом положении.

6.9. Финансовые коэффициенты

	За период заканчивающийся	По состоянию на		
		30 Июня, 2015	31 Декабря, 2014	31 Декабря, 2013
Прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (US\$'000)	(5,684)	(12,286)	6,659	2,469
Наличность от операций (US\$'000)	(5,552)	(11,504)	(781)	1,358
Акционерный капитал vs Общая сумма активов	0.79	0.86	0.86	0.87
Коэффициент строгой ликвидности	0.76	6.42	5.84	0.59
Финансовые обязательства vs Капитал	0.27	0.16	0.16	0.14
Долгосрочная кредиторская задолженность vs Долгосрочные активы	0.11	0.09	-	0.03
Убыток/ прибыль в расчёте на акцию (US\$)	(0.08)	(0.05)	(0.05)	(0.07)

6.10. Краткий анализ потоков денежных средств эмитента за последние три года

Денежные потоки эмитента показаны выше в таблице 6.7. Эмитент имеет негативные операционные денежные потоки для полугодия, заканчивающегося 31 июня 2015 года и за три года, заканчивающиеся 31 декабря 2014 года. Инвестиционная деятельность в каждый период включает расходы на разведку и оценку материальных активов, главным образом в Казахстане, Таджикистане и Грузии. Данная деятельность была профинансирована не только чистым заимствованием, но также чистой выручкой от выпуска акций, составляющая 13,6 миллионов американских долларов в 2014 году и 63,0 миллиона американских долларов исходит от приобретения доли участия активов в Таджикистане в 2013 году. Наличный баланс Компании на 30 июня, 2015 года составил 4,9 миллионов американских долларов.

6.11. Прогноз движения денежной наличности

US\$ млн	Год заканчивается		
	Декабрь 31, 2015	Декабрь 31, 2016	Декабрь 31, 2017
Выручка	28	47	134
CAPEX	36	19	8

Приведенный выше прогноз движения денежной наличности является лишь одним из ряда возможных результатов, которые зависят от целого ряда факторов, как внутри, так и вне контроля компании. Он предоставляется в качестве руководства и не должен рассматриваться как результат, и поэтому за это компания не несет никакой ответственности. Читатели не должны полагаться на данный прогноз, и он должен быть учтен совместно с примечанием, касающимся прогностического заявления, на странице 1.

6.12. Другая существенная информация о деятельности эмитента, его условных обязательствах, которые могут возникнуть в результате осуществления ранее выпущенных гарантий, правовых действий или других событий.

Обязательства в результате судебных процессов, исков и требований возмещения ущерба

Компания, принимающая активное участие в претензиях и действиях, возникающих в процессе деятельности Компании, является предметом различных юридических действий и воздействия, включая налоговые позиции Компании. Хотя результаты этих претензий не могут быть предсказаны с уверенностью, Компания не ждет причин для существенного негативного влияния на финансовое положение, денежные средства или результаты операций Компании. Если произойдет неблагоприятный исход,

существует возможность материального негативного воздействия на консолидированную чистую прибыль компании или убытки за период, при котором определяется результат. Начисления для судебного разбирательства, претензий и оценки признаются, если Компания определяет, что потеря является вероятной и сумма может быть достоверно оценена. Компания считает, что она указывает адекватную сумму, ассигнованную на такие претензии. Хотя некоторые из этих позиций, включая неопределенную налоговую позицию, не могут поддерживаться полностью.

Казахстан

Налоговая среда в Республике Казахстан подлежит изменениям и непоследовательному применению, толкованию, в частности касательно существующих договоров о недропользовании под пристальным надзором налоговых и других органов власти. Это может привести к неблагоприятным изменениям налоговых позиций Компании. Несоблюдение казахстанского законодательства и правил, как они интерпретируется казахстанской властью, может привести к оценке дополнительных налогов, пени и штрафов. Казахское налоговое законодательство и практика находится в состоянии непрерывного развития, и поэтому является предметом различных толкований и частых изменений, которые могут относиться к прошлому. Налоговые периоды остаются открытыми для ретроактивного пересмотра налоговыми органами на протяжении пяти лет. Руководство полагает, что его интерпретация соответствующего законодательства является подходящей и налоговое, валютное законодательство и таможенные позиции компании будут соблюдены.

Обязательства по Рабочим программам казахстанских предприятий могут быть суммированы следующим образом:

	Срок истечения	Программа на 2015	Затраты 2015	Программа на 2016 и позже
<i>Akkulka Production Contract (Gas)</i>	2018			
Финансовые обязательства, всего		9,365	2,338	26,123
Инвестиции		3,957	1,297	11,275
<i>Kyzyloi Production Contract (Gas)</i>	2029			
Финансовые обязательства, всего		7,488	1,383	101,875
Инвестиции		1,886	573	22,328
<i>Akkulka Exploration Contract (Oil)</i>	2019			
Финансовые обязательства, всего		5,838	4,053	28,338
Инвестиции		3,192	1,355	21,937
<i>Kul-Bas Exploration Contract</i>	2015			
Финансовые обязательства, всего		9,440	802	-
Инвестиции		8,964	707	-
Всего				
Финансовые обязательства, всего		32,131	8,576	156,336
Инвестиции		17,999	3,932	55,540

Контракт на эксплуатацию месторождения Аккулка

23 декабря 2009 года компания и министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан («МЭМР») подписали Контракт на эксплуатацию месторождения Аккулка, предоставляя компании эксклюзивные права на добычу газа из блока Аккулка в течение девяти лет. В зависимости от обстоятельств промышленного производства на контрактной территории Аккулка, сумма в размере 3 500 000 млн. долларов США была обусловлена Казахстаном, как возмещение исторических расходов по отношению к контрактной территории. Касательно данной контрактной территории, на которой производство началось в 2010 году, поэтапные платежи в течение девяти лет на сумму около 933 997 долларов США должны быть выплачены в равных долях ежеквартально, от начала производства до полного возмещения расходов. На 30 июня 2015 г. Компания возместила Казахстану 698,368 долларов США в отношении месторождения Аккулка.

Поисково-разведочные работы и добыча на месторождении Кул Бас

Правительство Казахстана должно компенсировать исторические расходы, связанные с контрактной территории в размере 3 275 780 млн. долларов США. На сегодняшний день, компания выплатила две суммы, равные 49 137 долларов США по отношению к данному балансу. Если и когда начнется промышленное производство, 80 666 долларов США подлежат оплате ежеквартально, до тех пор, пока остальные исторических расходы в размере 3 177 506 млн. долларов США будут выплачены в полном объеме.

Контракт на эксплуатацию месторождения Кызылой

На 5 июня 2014 г. компания получила одобрение от Министерства нефти и газа Республики Казахстан о продлении контракта на эксплуатацию месторождения Кызылой еще на 15 лет до 31 декабря 2029. Рабочие программы, за период в 15 лет, были согласованы на сумму 114 567 000 млн. долларов США, что включает в себя обязательство в 7 487 200 млн. долларов США к 2015 году.

Таджикистан

Договор о долевом распределении добычи Бокhtar

Компания имеет эффективную процентную ставку 28,33% (33,33% через 85% собственности дочерней компании) в Bokhtar Operating Company BV со сторонами подрядчика и КННК, каждая по 33,33% годовых.

Согласно условиям выполнения субподрядчиком части договорных работ соглашение вступило в силу 18 июня 2013 с подрядчиками компании и КННК, компании требуется внести только 11,11% или сначала 9 миллионов долларов США, затем 80 миллионов долларов США из первоначальной рабочей программы. На 30 июня 2015 года, партнеры по совместному предприятию внесли 47.0 миллионов долларов США в Bokhtar Operating Company BV, из которых доля компании составила 5.2 млн. долларов США. На 31 марта 2015 года, Bokhtar не имел договорных понесенных обязательств или процентов от 53.1 млн. долларов США, касающихся сейсморазведки. Доля Компании составляет около 10.4 миллионов долларов США.

Грузия

Компания имеет 49% доли в трех блоках в Восточной Грузии и отвечает за финансирование своей доли в рабочих программах.

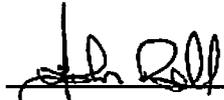
Рабочие программы на блок XIN были пересмотрены правительством Грузии (хотя еще должны быть ратифицированы), где компания планирует провести гравиметрическую разведку через оператора НОК 1 июля 2015 года, стоимостью 0,5 млн. долларов США на 100 км сейсмических исследований, указанных ранее.

В течении 2015 г Совместное предприятие полностью пересмотрело свои обязанности по рабочей программе и стоимость разведочных работ. Предусмотренная рабочая программа также была сокращена и отложена на всех 3-х блоках: XIA, XIN и XIM. На 2015 г она включает наземную гравитационную работу, которая в большей степени уже завершена за 0.6млн. долл США по себестоимости для Тетиса в 2015 г (с учетом административных расходов), которая сосредоточена на приобретение сейсмических данных 2Д в 2016 г за 0.9 млн. долл. США, цена для Тетиса, после чего в 2017 г Совместное предприятие примет обоснованное решение будет ли предприятие бурить или прекратит дальнейшую деятельность с учетом бурения возможных скважин в 2018 г. Эти изменения были ратифицированы всеми уровнями правительства и окончательное утверждение Кабинета должно быть получено в ближайшее время.

Оперативный лизинг

Состоит, прежде всего, из арендованных нефтеносных участков для предприятия. Арендные обязательства:

US\$'000	Всего	Меньше 1 года	1 – 3 года	Больше 3 лет
Оперативный лизинг	1,898	812	862	224



Джон Белл,

Председатель совета директоров Тетис Петролеум Лимитед