

АО "Национальная компания "КазМунайГаз"



ИНФОРМАЦИОННЫЙ МЕМОРАНДУМ

ЛИСТИНГ 849 559 596 (ВОСЕМЬСОТ СОРОК
ДЕВЯТЬ МИЛЛИОНОВ ПЯТЬСОТ ПЯТЬДЕСЯТ
ДЕВЯТЬ ТЫСЯЧ ПЯТЬСОТ ДЕВЯНОСТО ШЕСТЬ)
ПРОСТЫХ АКЦИЙ

Финансовый консультант
АО "SkyBridge Invest"

SkyBridge Invest 

Алматы 2015

Оглавление

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ	4
Общие сведения о ценных бумагах.....	4
Порядок выплаты дивидендов.....	4
Налогообложение доходов, полученных Единственным акционером по акциям.....	4
Права Единственного акционера.....	5
Информация о существующих законодательных ограничениях на выплату дивидендов по акциям Эмитента.....	6
Сведения о регистраторе, представителе держателей ценных бумаг, платежном агенте.....	6
Цели и причины листинга.....	7
Сведения о процедуре размещения.....	7
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ	8
Общие сведения об эмитенте.....	8
Предшествующие наименования Эмитента и даты изменения.....	8
История образования и развития деятельности Эмитента.....	8
Структура Группы Эмитента.....	9
Сведения об акционерном капитале.....	16
Основные проекты Эмитента.....	16
Сведения о наличии рейтингов, присвоенных Эмитенту и/или его ценным бумагам.....	32
Сведения о контрактах и лицензиях на недропользование Эмитента.....	32
Сведения о филиалах и представительствах Эмитента.....	33
Избранные финансовые данные (консолидированные).....	34
УПРАВЛЕНИЕ И АКЦИОНЕРЫ	35
Организационная структура Эмитента.....	44
Сведения об участии в группах, холдингах, концернах, ассоциациях.....	50
БАНКИ, КОНСУЛЬТАНТЫ И АУДИТОРЫ ЭМИТЕНТА	51
ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ	
НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА	55
ФИНАНСОВОЕ СОСТОЯНИЕ	81
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС	81
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	83
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	84
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ КАПИТАЛА	87
Нематериальные активы.....	90
Основные средства.....	90

Балансовая стоимость основных средств Эмитента:	90
Балансовая стоимость основных средств Эмитента:	90
Незавершенное капитальное строительство	91
Дебиторская задолженность	91
Акционерный капитал	93
Кредитные линии, займы и договоры лизинга	95
Займы выданные	93
Обязательства по природоохранной деятельности	96
Кредиторская задолженность со связанными сторонами	98
Объем реализованной продукции	99
Объемы реализованной продукции	100
Себестоимость реализованной продукции	100
Структура общих и административных расходов	100
Оценка результатов деятельности Эмитента в будущем	101
Результаты неосновной деятельности	105
Коэффициенты	108
Денежные потоки за последние три года	108

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ

Общие сведения о ценных бумагах (на 01.06.2015г)

Вид ценных бумаг	Простые акции
НИН	НИН KZ1C49280015
ISIN	KZ1C00001122
CFI	ESVUFR
Объявленное количество простых акций	849 559 596
Количество размещенных акций,	584 207 465
Цена простой акции при последнем размещении	2500 тенге (в соответствии с последней утвержденной Советом Директоров ценой размещения)
Дата утверждения методики выкупа акций	Методика определения стоимости акций при их выкупе АО НК «КазМунайГаз» утверждена решением Единственного акционера от 14 июня 2007 года №67-п.

Порядок выплаты дивидендов

Уплата дивидендов производится деньгами или ценными бумагами КМГ (далее Эмитент и/или КМГ). Выплата дивидендов по акциям КМГ его ценными бумагами допускается только при условии, что такая выплата осуществляется объявленными акциями КМГ и выпущенными им облигациями при наличии письменного согласия Единственного акционера.

Выплата дивидендов по акциям КМГ осуществляется по итогам года или квартала, или полугодия. Решение о выплате дивидендов по простым акциям принимается Единственным акционером.

Дивиденды выплачиваются в срок, установленный Единственным акционером при принятии решения о выплате дивидендов.

Единственный акционер вправе принять решение о невыплате дивидендов по простым акциям КМГ с обязательным опубликованием его в средствах массовой информации в течение десяти дней со дня принятия решения.

В течение десяти рабочих дней со дня принятия решения о выплате дивидендов по простым акциям КМГ это решение должно быть опубликовано в средствах массовой информации.

Единственный акционер вправе требовать выплаты неполученных дивидендов независимо от срока образования задолженности КМГ.

В случае невыплаты дивидендов в срок, установленный для их выплаты, Единственному акционеру выплачиваются основная сумма дивидендов и пеня, исчисляемая исходя из официальной ставки рефинансирования Национального Банка Республики Казахстан на день исполнения денежного обязательства или его соответствующей части.

Не допускается начисление дивидендов Единственному акционеру по простым акциям КМГ:

1. При отрицательном размере собственного капитала КМГ или если размер собственного капитала КМГ станет отрицательным в результате начисления дивидендов по его акциям;
2. Если КМГ отвечает признакам неплатежеспособности или несостоятельности в соответствии с законодательством Республики Казахстан о банкротстве, или указанные признаки появятся у КМГ в результате начисления дивидендов по его акциям.

Налогообложение доходов, полученных Единственным акционером по акциям

Единственный акционер, является «резидентом», в соответствии с критерием отнесения акционеров к категории "резидент" и "нерезидент" для целей налогообложения в соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О налогах и других обязательных платежах в бюджет" (далее – НК РК):

Для акционеров – юридических лиц, являющихся резидентами Республики Казахстан (далее – РК):

Выплата корпоративного подоходного налога с дохода от прироста стоимости при реализации ценных бумаг осуществляется налогоплательщиком – резидентом РК по ставке 20% в порядке установленном НК РК. Чистый доход юридического лица – нерезидента от деятельности в РК через постоянное учреждение облагается корпоративным подоходным налогом по ставке 15%¹.

Налогоплательщики, являющиеся резидентами и нерезидентами РК осуществляющими деятельность в РК через постоянное учреждение имеют право на уменьшение налогооблагаемого дохода на доходы от прироста стоимости ценных бумаг, находящихся на день реализации в официальном списке KASE, уменьшенные на убытки, возникшие от реализации, в случае реализации ценных бумаг методом открытых торгов на KASE (п.1 ст.198, п.1 ст.199, пп.7 п.2 ст. 133 НК РК).

Из совокупного годового дохода налогоплательщиков – юридических лиц, являющихся резидентами РК, подлежат исключению дивиденды, за исключением случаев, указанных в пп.1 п.1 ст.99 НК РК.

Права Единственного акционера

Согласно Уставу Общества Единственный акционер имеет право:

1. участвовать в управлении КМГ в порядке, предусмотренном настоящим Уставом и Законодательством;
2. получать дивиденды;
3. получать информацию о деятельности КМГ, в том числе в размере аффилированных организаций, включая информацию, носящую конфиденциальный характер, не позднее тридцати дней с момента получения КМГ запроса, если иные сроки не установлены в запросе, а также знакомиться с финансовой отчетностью КМГ в порядке, определенном Единственным акционером и Уставом;
4. получать выписки от регистратора КМГ и/или номинального держателя, подтверждающие его право собственности на ценные бумаги;
5. избирать членов Совета директоров КМГ;
6. оспаривать в судебном порядке принятые органами КМГ решения;
7. обращаться в КМГ с письменными запросами о его деятельности и получать мотивированные ответы в установленные сроки;
8. на часть имущества при ликвидации КМГ;
9. преимущественной покупки акций или других ценных бумаг КМГ, конвертируемых в его акции, в порядке, установленном Законом, за исключением случаев, предусмотренных законодательными актами Республики Казахстан;
10. предлагать Совету директоров включение вопросов для вынесения на рассмотрение Единственного акционера в соответствии с Законом;
11. требовать созыва заседания Совета директоров;
12. требовать проведения аудиторской организацией аудита КМГ за свой счет;
13. инициировать принятие решений по вопросам, отнесенным к его компетенции.

Единственный акционер может иметь и другие права, предусмотренные Законодательством и Уставом.

Информация обо всех фондовых биржах и других регулируемых рынках, на которых торгуются ценные бумаги эмитента

Акции Эмитента не котируются на фондовых биржах и других регулируемых рынках. Долговые ценные и торговые площадки на которых они торгуются представлены ниже:

Дата цено-образования	Валюта	Стоимость, млн. долл.США	Купон, %	Срок обращения	Фондовая биржа
07.11.14	USD	1 000	6,00	Октябрь 2044г	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа

¹ Ставки налогообложения, а также сведения о порядке налогообложения акционеров Эмитента, отражены по состоянию на 1 января 2015 года

Дата цено-образования	Валюта	Стоимость, млн. долл.США	Купон, %	Срок обращения	Фондовая биржа
07.11.14	USD	500	4,875	Май 2025г	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
30.04.13	USD	2 000	5,750	Апрель 2043 г.	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
30.04.13	USD	1 000	4,400	Апрель 2023 г.	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
10.11.10	USD	1 250	6,375	Апрель 2021 г.	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
05.05.10	USD	1 500	7,000	Май 2020 г.	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
02.07.08	USD	1 600	9,125	Июль 2018 г.	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа

Информация о существующих законодательных ограничениях на выплату дивидендов по акциям Эмитента

Законодательных ограничений на вывоз дивидендов по акциям Эмитента нет.

Сведения о регистраторе, представителе держателей ценных бумаг, платежном агенте

Представитель держателей ценных бумаг и платежный агент по акциям Эмитента не предусмотрен. Функции регистратора по акциям Эмитента осуществляет компания АО «Единый регистратор ценных бумаг» юр. адрес: 050000, г. Алматы, пр. Абылай хана, д. 141 (факт. Адрес: 050040, г. Алматы, Бостандыкский р-н, ул. Сатпаева, д. 30А/3 на территории ЖК «Тенгиз тауэрс»). Деятельность единого регистратора по ведению системы реестров держателей ценных бумаг не подлежит лицензированию уполномоченным органом

Информация о регистраторе

Виды деятельности	<p>Формирование, ведение и хранение системы реестров держателей ценных бумаг;</p> <p>Открытие лицевого счета в системе реестров держателей ценных бумаг зарегистрированному лицу;</p> <p>Регистрация сделок с ценными бумагами по лицевому счету зарегистрированного лица;</p> <p>Подтверждение прав по ценным бумагам зарегистрированного лица;</p> <p>Поддержание системы реестров держателей ценных бумаг в актуальном состоянии;</p> <p>Осуществление контроля за соответствием количества ценных бумаг, находящихся в обращении на вторичном рынке ценных бумаг, количеству, зарегистрированному уполномоченным органом;</p> <p>Информирование держателей ценных бумаг в отношении проведения общего собрания эмитента или выплаты дохода по эмиссионным ценным бумагам эмитентом, а также в отношении выпуска ценных бумаг эмитента в случаях, установленных законодательством Республики</p>
-------------------	---

	Казахстан, или по поручению эмитента; Предоставление эмитенту информации, составляющей систему реестров держателей ценных бумаг, на основании его запроса; Предоставление информации государственным органам, обладающим правом в соответствии с законодательными актами Республики Казахстан на получение сведений, составляющих систему реестров держателей ценных бумаг; Иные функции в соответствии с Законом о рцб и иными законодательными актами Республики Казахстан
Первый руководитель	Хамитов Бекболат Сабитович, Председатель Правления
Контактные телефоны, факс	Телефон: 8 (727) 272-47-60 Факс: 8 (727) 272-47-60, вн. 230 Электронная почта: info@tigr.kz

Цели и причины листинга

В рамках дальнейшего успешного развития своих основных видов деятельности, Эмитент планирует включить свои акции в официальный список АО «Казахстанская фондовая биржа» для повышения стандартов корпоративного управления, а также для узнаваемости компании среди широкого круга инвесторов. При условии благоприятной рыночной конъюнктуры и адекватного спроса на акции Эмитента, акционеры Эмитента могут рассмотреть возможность реализации части своих акций, в том числе и для создания дополнительной ликвидности по акциям Эмитента.

Сведения о процедуре размещения

Эмитент пока не планирует размещение своих акций в ближайшее время. Основной целью листинга является повышение привлекательности акций Эмитента на вторичном рынке ценных бумаг, укрепление доверия к компании со стороны потенциальных инвесторов за счет большей прозрачности и открытости Эмитента.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ

Общие сведения об эмитенте

Полное наименование	«ҚазМұнайГаз» Ұлттық компаниясы» Акционерлік Қоғамы
	Акционерное Общество «Национальная компания «КазМунайГаз» Joint Stock Company «National company «KazMunayGas»
Сокращенное наименование	«ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ АО «НК «КазМунайГаз» JSC «NC«KazMunayGas»
Документ, подтверждающий регистрацию	Свидетельство о перерегистрации юридического лица от 16 марта 2004 года, No 1425-1901-АО, выданное Департаментом юстиции города Астаны
БИН	020240000555
Юридический адрес и фактический адрес	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, район Алматы, пр. Кабанбай батыра, 19;
Контактные реквизиты	Телефон: (7172) 97 60 63; Факс: (7172) 97 60 00

Предшествующие наименования Эмитента и даты изменения

Полное наименование	Сокращенное наименование	Дата изменения
Закрытое акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»	ЗАО «НК «КазМунайГаз»	№11425-1901-АО от 27 февраля 2002 года.
Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»	АО «НК «КазМунайГаз»	№11425-1901-АО от 16 марта 2004 года.

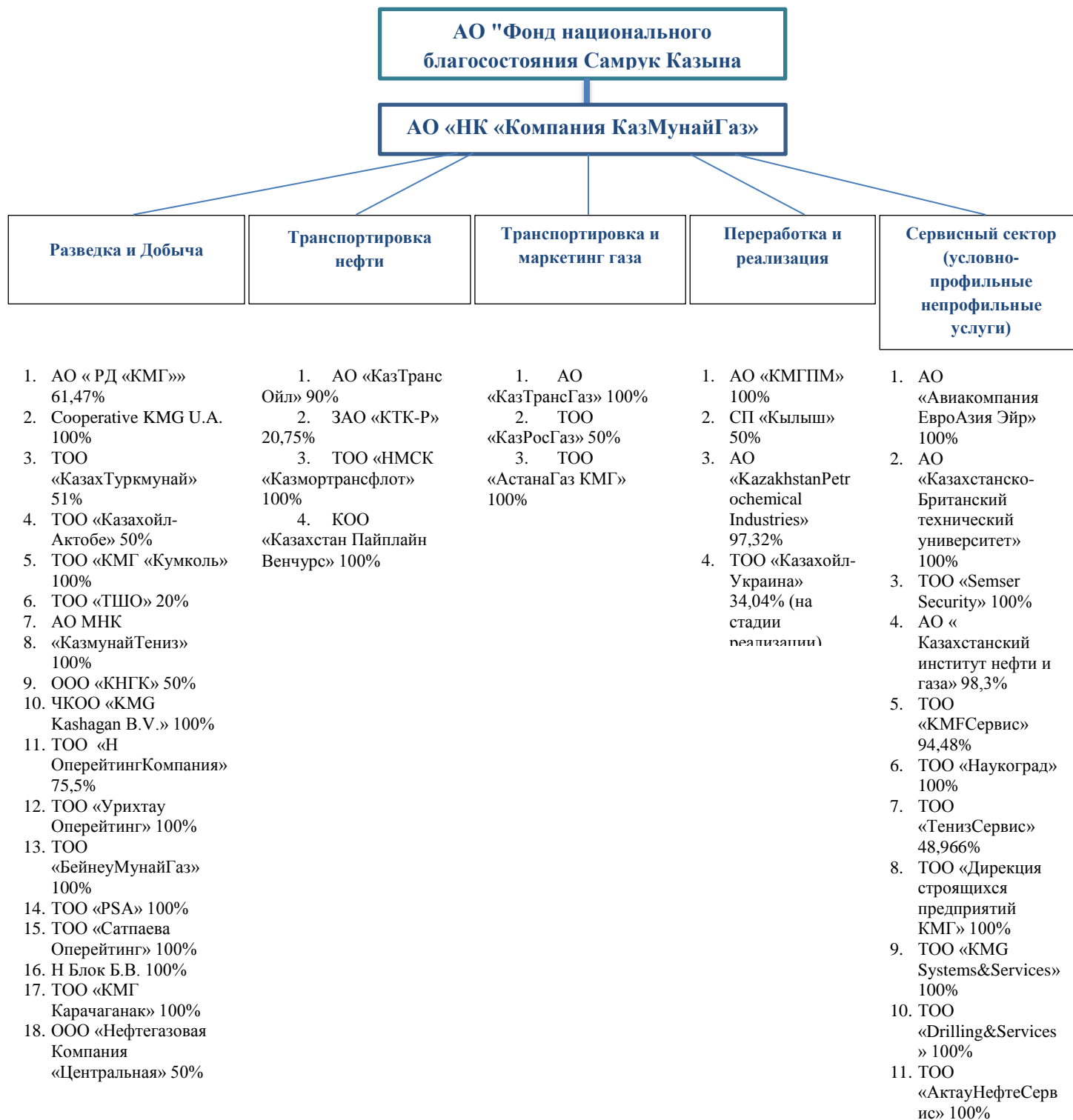
История образования и развития деятельности Эмитента

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года №811 «О мерах по дальнейшему обеспечению интересов государства в нефтегазовом секторе экономики страны» и Постановления Правительства Республики Казахстан от 25 февраля 2002 года №248 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года №811».

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» является правопреемником прав и обязанностей Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» и Национальной компании «Транспорт нефти и газа». В результате объединения все активы и обязательства Национальной компании ЗАО «Казахойл» и Национальной компании «Транспорт Нефти и Газы», включая все доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах», свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО от 16 марта 2004 года.

1.1 Структура Группы Эмитента



Информация о дочерних и ассоциированных предприятиях Эмитента на 01.04.2015г

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
АО «Разведка - Добыча КазмунайГаз»(Левый Берег, пр-т Кабанбай Батыра 17, Астана, 010000, Республика Казахстан)	Абат Нурсеитов	Запасы и Добыча нефти, Разведка нефтяных месторождений, Транспортировка и сбыт нефтепродуктов	57.95%
Соoperative KMG U.A.		Холдинговая деятельность	100%
ТОО «КазакТуркмунай» (Абая 47, оф. 605, 6 этаж 010000 Астана Казахстан)	Тайбогаров Ержан Аркенович	добыча сырой нефти и попутного газа	51%
ТОО «Казакхойл-Актобе»	Шейкин Андрей Федорович	осуществляет разработку нефтегазоконденсатных месторождений «Алибекмола» и «Кожасай» в Актыбинской область	50%
ТОО «КМГ «Кумколь»(Казахстан, Астана, 010000, ПРОСПЕКТ КАБАНБАЙ БАТЫРА, 22) 100%	К. Аубекерова	Холдинговая деятельность	100%
ТОО «ТШО» (Satpayev Street 3, Atyrau 060011)	Тим Миллер	геологоразведка и разработка гигантского месторождения Тенгиз и Королевское	20%
АО МНК «КазмунайТениз»(130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 14 микрорайон, здание 61, БЦ «Звезда Актау».)	Аншибаев Амантай Муратович	разведка и добыча нефти и газа в рамках, эффективное и рациональное освоение нефтегазовых ресурсов Республики Казахстан	100%
ООО «КНГК»(ул.Атарбекова, д.1к1, МФК "boss-house", 4 Этаж, Krasnodar, Russia, 350000)	Бородин Андрей Борисович	Переработка нефти; производство нефтепродуктов; Производство битум	50%
ЧКОО «KMG Kashagan B.V.» (ЧКОО «KMG Kashagan B.V.»)	Арман Туяков	разведка и добыча углеводородов в Каспийском море	100%
ТОО «Н ОперейтингКомпания»(Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 8 мкр., здание № 39Б, 3 этаж)	Аманкулов Болат Рахметович	Выполняет функции оператора при проведении морских нефтяных операций на геологическом контрактном участке «Н»	75,5%
ТОО «Урихтау Оперейтинг»(г. Актобе, пр. Абулхаир-хана 10)	Актурин Алмас Жаксылыкович	добыча сырой нефти и попутного газа	100%
ТОО «БейнеуМунайГаз»	Байтуров Камбар Исмагулович	разведка и добыча природного газа, газового конденсата и нефти	100%
ТОО «PSA»(Республика Казахстан, г. Астана, 010000, пр. Кабанбай-батыра, 17, блок Е, этаж 3, 7,8)	Ибрашев Кенжебек Ниязович	Полномочный орган в Соглашениях о разделе продукции	100%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
ТОО «Сатпаева Оперейтинг»(Республики Казахстан 060005 г. Атырау ул. Курмангазы 126)	Оржанов Сабыржан Табынович	Оператор проекта «Сатпаев», разведка и добыча углеводородного сырья на участке «Сатпаев»	100%
Н Блок Б.В.(Казахстан: Актау, 8 мкр., здание № 39Б, 4 этаж)	Каппаров Нуржан Джамбулович	Выполняет функции оператора при проведении морских нефтяных операций на геологическом контрактном участке «Н»	100%
ТОО «КМГ Карачаганак»(Республика Казахстан, 010000 г. Астана, ул. Кунаева, 8)	Тегісбаев Анатолы Орынғалиұлы	Обеспечение эффективного управления долей участия в окончательном соглашении о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения от 18 ноября 1997 года (далее ОСРП); Осуществление права недропользования в ОСРП.	100%
ООО «Нефтегазовая Компания «Центральная»(119049, г Москва, ул Шаболовка, д 2)	Вартанов Геннадий Павлович	Деятельность в области архитектуры; инженерно- техническое проектирование; геолого-разведочные и геофизические работы; геодезическая и картографическая деятельность; деятельность в области стандартизации и метрологии; деятельность в области гидрометеорологии и смежных с ней областях, мониторинга состояния окружающей среды, ее загрязнения; виды деятельности, связанные с решением технических задач, не включенные в другие группировки	50%
АО «КазТрансОйл» (г.Астана, пр. Кабанбай- батыра, 19, блок Б)	Кабылдин Кайргельды Максұтович	оказание услуг по транспортировке нефти (перекачка, перевалка, слив, налив, хранение, смешение) и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, организация транспортировки и транзита казахстанской нефти по трубопроводным системам других государств (операторская деятельность по единой маршрутизации), осуществление деятельности по эксплуатации и техническому обслуживанию магистральных трубопроводов, принадлежащих сторонним организациям, оказание услуг по подаче воды по магистральному трубопроводу и распределительным сетям, оказание услуг по производству,	90%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
		передаче и распределению тепловой энергии, передаче и распределению электрической энергии, осуществление иных видов деятельности, предусмотренных Уставом.	
ЗАО «КТК-Р»(ул.Большая Ордынка, 40, Москва, Российская Федерация)	Николай Григорьевич Брунич	Отгрузка нефти посредством морского терминала КТК и нефтепровода КТК, Банк качества нефти	20,75%
ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» (13 мкр., 55, Aktau 130000)	Орманов Марат Кушкенбаевич	Транспортно-экспедиторские услуги (услуги экспедирования грузов по железнодорожным подъездным путям к порту Актау, а также услуги экспедирования грузов в порту Актау); Агентирование судов; Технический менеджмент судов; Транспортировка грузов База поддержки морских операций Услуги сервисного флота Брокерские услуги	100%
КОО «Казахстан Пайплайн Венчурс»(Атырау, Казахстан ул.Валиханова 11)	Раханов Тимур Максутбекович	Участие в проекте "Каспийский трубопроводный консорциум" посредством владения 1,75% акциями АО "КТК-К" и ЗАО "КТК-Р", пользование правами акционера АО "КТК-К" и ЗАО "КТК-Р" и выполнения его обязательств	100%
АО «КазТрансГаз» Фактический адрес: 010000, Республика Казахстан, г. Астана, район Есиль, улица 36, дом 11. Юридический адрес: 010000, Республика Казахстан, г. Астана, район Есиль, проспект Кабанбай батыра, дом 19.)	Шарипбаев Кайрат Каматаевич	Транспортировка газа по магистральным газопроводам и хранение газа в подземных хранилищах газа (ПХГ); Реализация государственных программ по развитию газовой отрасли Республики Казахстан; Внутренняя транспортировка, транспортировка на экспорт, международный транзит природного газа; Транспортировка газа по распределительным газопроводам; Реализация природного газа на внутреннем рынке; Добыча и переработка газа (АО «КазТрансГаз» является Подрядчиком по договору на недропользование по освоению Амангельдинской группы месторождений газа в Жамбылской области) Обеспечение потребностей внутреннего рынка Республики Казахстан;	100%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
		Развитие транзитного и экспортного потенциала Республики Казахстан; Увеличение доходов от торговых операций с газом.	
ТОО «АстанаГаз КМГ»(Казахстан, Астана ул.Д. Кунаева,29/1)	Садьков Абай Маслахатович	Реализация проекта «Строительство газопровода «Карталы-Тобол-Кокшетау-Астана»	100%
АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг (010000, Республика Казахстан, г. Астана, пр. Туран, 1)	Тиесов Данияр Суиншиликович	Переработка нефти и производство нефтепродуктов, маркетинг нефти и нефтепродуктов, организация и проведение транспортных и торговых операций с нефтью и продуктами ее переработки	100%
СП Кылыш	Комитет Партнерства (состоящий из 6 человек, по 3 представителя от КМГ и Chevron Trading Services Company)	маркетинг и развитие экспортной торговли сырой нефти ТШО, организация экспортных продаж сжиженного нефтяного газа, поиск потенциальных новых покупателей и помощь в обеспечении логистики.	50%
АО «KazakhstanPetrochemicalindustries»(Республика Казахстан, Мангистауская область, г.Актау, промзона)	Абдуманатов Канат Айдосович	Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области	97,32%
АО «Авиакомпания Евро Азия Эйр» (Begalyn St, Almaty 050051)	Джанжаркенов Аскар Заирович	Выполнение полетов по обслуживанию нефтепроводов, газопроводов и линий электропередач; выполнение полетов по развитию и разработке месторождений полезных ископаемых; выполнение аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях; полеты по обеспечению работ геологов, энергетиков, сейсмологов, гляциологов, пожарных служб и служб охраны государственной границы; полеты по санитарным заданиям в труднодоступные и отдаленные районы; природоохранные полеты; оказание услуг по авиаперевозкам юридическим и физическим лицам;	100%
ТОО «Казахойал-Украина»	Тимейчук М.А.	Деятельность по проведению геологической разведки и изысканий (без научных исследований и разработок)	34,04%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
АО «Казахстанско- Британский технический университет»	Бейсембетов Искандер Калыбекович	Университет	100%
ТОО «Semser Security»(Shevchenko St 1656/72, Almaty)	Токалов Талгат Бигалымович	обеспечение охраны объектов нефтегазовой отрасли Республики Казахстан (организация защиты и охраны объектов добычи, хранения, переработки углеводородного сырья, магистральных трубопроводов, а также объектов сопутствующей инфраструктуры); охрана учреждений, организаций, предприятий, торговых и складских помещений, офисов, жилых комплексов и т.д.; вооруженное сопровождение товарно-материальных ценностей и грузов по всей территории Республики; организация и обеспечение комплексной безопасности специальных мероприятий заказчика (конгрессы, презентации, выставки, конфиденциальные переговоры, соревнования и другие); консультирование и подготовка рекомендаций по способам охраны и правомерной защиты от противоправных посягательств.	100%
АО « Казахстанский институт нефти и газа»(Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Иманова, 13)	Карабалин Узакбай Сулейменови	Геология и разработка, проектирование инженерные изыскания, техническая диагностика, разработка нормативно-технической документации, регламентов и стандартов, охрана окружающей среды, экологическое проектирование	98,3%
ТОО «КМГ-Сервис» (Республика Казахстан, г. Астана, пр. Республики, д. 32)	Башеев Батырбек Кеулимжаевич	Транспортное обслуживание; Оказание услуг по комплексному обслуживанию объектов административного; жилищного и социально – культурного назначения, Оказание услуг по организации, питания, отдыха и оздоровительных услуг. Услуги представительства в г.г. Алматы и Москва; Оказание услуг по организации и проведение официальных, торжественных и/или праздничных мероприятий; Оказание гостиничных услуг; Оказание рекламных, информационных,	94,48%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
		консультационных, сервисных, - представительских и других услуг юридическим и физическим лицам; выполнение строительных, пуско-наладочных и ремонтных работ	
ТОО «ТенизСервис» (14-й микрорайон, Выставочный Бизнес-центр» между зданием областного акимата и банком АО «Туран Алем» г. Актау Мангистауская область Республика Казахстан)	Кусайын Газиз Темирханулы	Создание инфраструктуры поддержки морских нефтяных операций, проводимых в казахстанском секторе Каспийского моря, обеспечение ее эффективной эксплуатации и получение дохода от этой деятельности.	48,996%
ТОО «Дирекция строящихся предприятий КМГ»(Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Сыганак 25, вп 15)	Балгимбаев Нурлан Утебович	ТОО «Дирекция строящихся предприятий КМГ» создана в 2009 году в целях реализации Соглашения между АО «НК «Казмунайгаз» и итальянской компанией «ЭНИ».	100%
ТОО «KMG Systems&Services» (пр. Сарыарка д.б. Бизнес центр «Арман» Астана Казахстан 010000)	Сугурбеков Шерхан Мамырович.	эксплуатация Северо-Каспийской базы экологического реагирования на разливы нефти и других объектов инфраструктуры поддержки морских нефтяных операций, проводимых на шельфе Каспийского моря; создание объектов инфраструктуры поддержки морских нефтяных операций, проводимых на шельфе Каспийского моря; оказание иных услуг, связанных с поддержкой морских нефтяных операций, проводимых на шельфе Каспийского моря; любые виды деятельности, не запрещенные законодательством Республики Казахстан.	100%
ТОО «KMG Drilling&Services»(г. Алматы, пр.Абая, 52 «В», офис 605 (уг. Жандосова))	Нуржанов Аскар Сагидуллиевич	Буровая сервисная компания, оказывающая буровые и интегрированные сервисные услуги по международным стандартам	100%
ТОО «АктауНефтеСервис»(Республика Казахстан, г.Актау, 13 микрорайон здание 33/1 (бизнес-центр Нур))	Умбеталин Абай Нариманович	Нефтесервисные услуги	100%
ТОО «КазРосГаз» (Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Зенкова 71)	Байзаков Айбек Сабитович	Маркетинг, переработка, транспортировка и реализация казахстанского природного газа и продуктов его переработки на внутреннем и внешних рынках	50%

Наименование (юридический адрес)	Сведения о первом руководителе/ исполнительном оргane	Вид деятельности	Доля Эмитента в уставном капитале
ТОО «Наукоград»	Хусаин Болатбек	Создание и эксплуатация объектов технополиса "Наукоград"	100%

Сведения об акционерном капитале

По состоянию на 01 апреля 2015 года уставный капитал Эмитента был сформирован в размере 557 072 340 тысяч тенге, размещено 528 491 023 простых акций.

На 01.06.2015г структура уставного капитала Эмитента выглядит следующим образом:

	Простые акции, шт	Привилегированные акции, шт
Количество объявленных акций	849 559 596	-
Количество размещенных акций	584 207 465	-
Количество выкупленных акций	-	-

Основные проекты Эмитента

Разведка добыча нефти и газа

Кашаган

Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) было подписано Республикой Казахстан и международным Консорциумом по Северо-Каспийскому проекту (СКП) в ноябре 1997 года. В 1998 году началась разведка углеводородов на участке СРПСК площадью 5 600 квадратных километров. В рамках СРПСК были открыты следующие месторождения: месторождение Кашаган в 2000 году, Каламкас-море в 2002 году, Актоты, Кайран и Юго-Западный Кашаган в 2003 году. Компания «НортКаспианОперейтинг Компани» (НКОК) действует в качестве Оператора проекта от лица Консорциума в составе семи нефтегазовых компаний с соответствующей долей участия в проекте:

- АО НК «КазМунайГаз» (КМГ Кашаган Б.В.(Казахстан, Астана, 010000, ул. Сыганак 27, 13 этаж)) -16,88%;
- ENI S.p.A(Piazzale Mattei, 100144 - Roma). (Agip Caspian Sea B.V.(Student's Ave 52, Atyrau)) – 16,81%;
- Exxon Mobil Corporation(5959 Las Colinas BlvdIrving, TX, United States) (ExxonMobil Kazakhstan Inc.(г. Астана, проспект Абая, 47, офис 725 (7 этаж, Гостиница Рамада Плаза))) - 16,81%;
- Royal Dutch Shell plc.(Carel van Bylandtlaan 30 Den Haag, Netherlands) (Shell Kazakhstan Development B.V.(Казахстан, г.Актау 14-61 (БЦ "ЗВЕЗДА-АКТАУ"), офис 525,)) - 16,81%;
- Total S.A.(La Défense 6, 2 Place Jean Millet, 92078 Paris, France) (Total E&P Kazakhstan("Kaskad" Business Center,of.126/1, Kabanbay batyr ave., Astana, 010000, Kazakhstan)) - 16,81%;
- CNPC(9 Dongzhimen North Street, Dongcheng District, Beijing, P.R. China, 100007) (CNPC Kazakhstan B.V.(Казахстан, Алматы, ул. Фурманова, 110)) - 8,33%;
 - INPEX Corporation(Japan, 〒107-0052 Tokyo, Minato, Akasaka, 5 Chome-3-1) (INPEX North Caspian Sea) - 7,56%.

Месторождение Кашаган

Месторождение Кашаган расположено в северной части Каспийского моря в территориальных водах Республики Казахстан и занимает территорию приблизительно 75 км х 45 км. Геологические запасы нефти на месторождении оцениваются примерно в 4,5 миллиарда тонн нефти. Разработка гигантского месторождения Кашаган в суровых морских условиях Северного Каспия представляет собой уникальную совокупность технических трудностей и сложностей в плане логистики. Сложности в области безопасности труда, проектирования, логистики и охраны окружающей среды делают данный – первый в Казахстане широкомасштабный проект разработки

нефти на море - одним из крупнейших и наиболее сложных промышленных проектов, реализуемых в настоящее время в мире. Учитывая размер и техническую сложность проекта, разработка месторождения Кашаган будет осуществляться поэтапно.

Тенгиз

Лицензионный участок проекта включает огромное Тенгизское месторождение и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение. Месторождение Тенгиз, открытое в 1979 году является одним из крупнейших в мире. Тенгиз - это самое глубокое в мире месторождение размером 19 км. x 21 км., верхний нефтеносный коллектор которого залегает на глубине около 4000 метров с мощностью нефтяной толщи – 1,6 км. Месторождение Королевское открыто в 1984 г. и находится в 10 км к северо-востоку от месторождения Тенгиза. Соглашение по проекту ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) было подписано 2 апреля 1993 г. между Республикой Казахстан и компанией «Шеврон». Лицензия на разведку и добычу углеводородов выдана ТШО сроком на 40 лет. Участниками ТШО являются компании АОНК «КазМунайГаз» (20%), «Шеврон» (50%), «ЭксонМобил» (25%), «ЛукАрко» (5%). Основными видами деятельности ТШО является геологоразведка, добыча и реализация углеводородного сырья.

Продукция ТШО

Товарная нефть ТШО является очень «легкой» и пользуется высоким спросом на мировом рынке, благодаря своему высокому качеству. С 2000 года ТШО производит высококачественный сухой газ, который используется для собственных нужд ТШО а также реализуется потребителям. ТШО наряду с сырой нефтью, сухим газом и серой производит сжиженный углеводородный газ (СУГ). С 2001 года были введены новые объекты и мощности, позволившие довести качество СУГ (пропан и бутан) до требований мировых стандартов, что позволило продавать его не только на местном рынке, но и осуществлять экспорт в европейские страны. В процессе очистки сырой нефти от сероводорода производится сопутствующий продукт – элементарная сера. За годы эксплуатации и производства ТШО выработало достаточно большое количество серы, которое хранилось в виде монолитных твердых блоков на серных картах. Высокие темпы реализации серы привели к резкому сокращению объемов на серных картах - если в 2005 г. на картах хранилось 9,6 млн. тонн серы, то в 2015 г. ТШО успешно завершил программу утилизации серных карт и в настоящее время объем производимой высококачественной серы равен объему ее продажи, без налива на серные карты.

ТШО производит и реализует следующие виды высококачественной серы:

- жидкую;
- чешуйчатую (с 2002 года);
- гранулированную (с 2003 года).

Новые проекты ТШО

ТШО интенсивно работает над совершенствованием технологий и последовательным наращиванием мощностей предприятия, с одновременным снижением уровня воздействия на окружающую среду. В 2000 году ТШО на заводе КТЛ (комплексные технологические линии) завершил Проект Нитки 5, а в 2001 г. - проект Программы 12. Эти объекты позволили увеличить добычу нефти до 13 млн. тонн в год. Ввод в 2008 году в эксплуатацию Завода второго поколения (ЗВП) и объектов обратной закачки газа (ЗСГ), в рамках проекта расширения производства «второго поколения» значительно повысила производственный потенциал ТШО. Его реализация существенно расширило стратегические перспективы компании и вывело ТШО на уровень добычи в 26 млн. тонн нефти в год. В настоящее время ТШО продолжает работы по дальнейшему развитию производства в рамках Проекта управления устьевым давлением/Проекта будущего расширения (ПУУД/ПБР). В рамках ПУУД/ПБР планируется строительство новой системы сбора продукции скважин, объектов повышения давления, инфраструктурных и вспомогательных объектов, строительство нового завода по переработке нефти мощностью 12 млн. тонн в год и объектов обратной закачки сырого газа мощностью 9,4 млрд. м³/год на месторождении Тенгиз. Реализация проекта ПУУД/ПБР позволит довести годовой объем добычи нефти ТШО с 26,5 млн. тонн до 38,6 млн. тонн. Планируемый срок ввода в эксплуатацию мощностей ПУУД/ПБР – 2021 г.

Карачаганак

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ), расположенное в Западно-Казахстанской области, является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире и содержит более 1,2 миллиарда тонн жидких углеводородов и более 1,3 триллиона кубометра газа. Месторождение было открыто в 1979 году, разработка месторождения началась в 1984 году. Карачаганакский проект реализуется в рамках Окончательного Соглашения о Разделе Продукции (ОСРП), заключенному между Правительством Республики Казахстан и Альянсом иностранных компаний. По условиям ОСРП компании Бритиш Газ и Аджип являются единым оператором проекта.

ОСРП

Подписано 18 ноября 1997 года. Вступило в силу 27 января 1998 года. Срок соглашения 40 лет. Для осуществления производственно-хозяйственной деятельности на Карачаганакском месторождении, операторами проекта была учреждена компания «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО б.в.). Функции Полномочного органа в Северо-Каспийском и Карачаганакском проекте ранее осуществляемые АО НК «КазМунайГаз» в настоящее время осуществляет ТОО «PSA». Товарищество с ограниченной ответственностью «PSA» создано в июне 2010 года. Единственным участником ТОО «PSA» является Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз». Согласно Договору о доверительном управлении АО «НК «КазМунайГаз» передало 100% долю участия в ТОО «PSA» Министерству нефти и газа РК. В соответствии с Доверенностью № 20-01-4752 от 03.07.10г., выданной Министерством нефти и газа ТОО «PSA» уполномочено:

- 1) Осуществлять представительство от имени Министерства нефти и газа по вопросам реализации интересов Полномочного органа в Соглашении о разделе продукции по Северному Каспию, подписанного 18.11.97 г. и Окончательном Соглашении о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, подписанного 18.11.97 г.
- 2) Участвовать в Управляющих комитетах в качестве Полномочного органа, а также в иных органах управления по проектам.

Узеньские месторождения

Месторождения характеризуются сложным геологическим строением и уникальными свойствами нефтей, которые выражаются высоким содержанием парафина (до 29 %) и асфальтено-смолистых компонентов (до 20%), обуславливающих высокую температуру застывания (+32С). Запасы месторождений составляют приблизительно 75% общих достоверных запасов плюс прогнозных запасов нефти, и включают следующие месторождения:

- Месторождение Узень (нефть и газ);
- Месторождение Карамандыбас (нефть и газ);
- Месторождение Южный Жетибай (газ и газовый конденсат);
- Месторождение Западный Тенге (газ и газовый конденсат);
- Месторождение Актас (газ и газовый конденсат);
- Месторождение Тасбулат (газ и газовый конденсат);
- Восточный Узень (газ).

Кумкольские месторождения

Структура Акшабулак была открыта в 1987 году, первые испытания были проведены в 1989 году. Она находится в 60 км к югу от крупного действующего нефтяного месторождения «Кумколь». Это крупнейшее нефтяное месторождение по запасам и объемам добычи имеет площадь 251 квадратный километр. Добыча нефти на месторождении началась в октябре 1996 года. Товарная нефть поступает на экспорт по принадлежащему «КазГерМунаю» (Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда (Кзыл-Орда) г., (Амангельды улица, 100)) трубопроводу длиной 57 км до месторождения «Кумколь».

Эмбинские месторождения

Месторождения нефти в Эмбинском районе разбросаны на большом пространстве в полупустынной, слабозаселенной местности. Вместе с нефтью здесь добывается попутный газ. Эмбинская малосернистая нефть имеет высокие технологические свойства, в особенности ценны смазочные масла из этой нефти. До 1965 г. в Казахстане добыча нефти велась только в Эмбинском бассейне на многочисленных маломощных месторождениях, чему способствовало выгодное географическое положение Эмбинского нефтеносного района и высокое качество нефти. Особенно возросла роль Эмбинского бассейна в годы Отечественной войны в связи с временным выходом из строя нефтеперерабатывающих районов Северного Кавказа. Так, за 1941-1945 гг. в Эмбинском бассейне было добыто столько нефти, сколько за 10 предыдущих лет. Однако после войны резко снизился темп роста добычи нефти в результате маломощности месторождений. В настоящее время разработкой месторождений занимается АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз». Эмбинские месторождения – это 39 нефтяных месторождений, расположенных вокруг северного и западного побережья Каспийского моря. 37 месторождений находятся в эксплуатации, а два других месторождения, Сагыз и Тажыгали, закрыты ввиду истощения и затопления морской водой. Из эксплуатируемых месторождений ЭМГ нижеперечисленные восемь месторождений являются крупнейшими в плане запасов и объемов добычи:

- Кенбай (Восточный Модабек /Северный Котырмас)
- Нуржанов
- Юго-Западное Камышитовое
- Ботахан
- Забурунье
- Восточный Макат
- Жанаталап
- Юго-Восточное Камышитовое.

Курмангазы

Участок Курмангазы находится на Северном Каспии. Ближайший порт Баутино в 80 км. Площадь участка Курмангазы составляет 1632 км². Структура Курмангазы расположена в районе моря, характеризующемся глубиной воды от 5 до 7 м. Рельеф дна имеет малые уклоны, с увеличением глубины воды на юг. Юрско-меловые отложения выделяются в качестве наиболее вероятного нефтеперспективного комплекса структуры Курмангазы. Однако по данным материалов сейсморазведочных работ на исследуемой площади не исключается возможность обнаружения залежей углеводородов и в отложениях триаса. 6 июля 2005 года между МЭМР РК с одной стороны и АО МНК «КазМунайТениз» и ООО «РН – Казахстан» (пр. Абая, 47, офис 4/6 Астана 010000 Казахстан) с другой стороны подписано СРП. Одновременно между АО МНК «КазМунайТениз» и ООО «РН – Казахстан» подписано «Соглашение о совместной деятельности по освоению структуры Курмангазы» (ССД), в котором стороны определили взаимные права и обязательства в отношении реализации проекта. Морские нефтяные операции по проекту осуществляются казахстанской операционной компанией ТОО «Курмангазы Петролеум» (14 мкр-н, дом 61, 3 этаж 130000 Актау Казахстан), являющейся 100% дочерней организацией АО МНК «КазМунайТениз». 12 апреля 2006 года началось бурение первой разведочной скважины на глубину 2000 м. Работы по строительству первой разведочной скважины на контрактной территории завершены 11 июня 2006 года. Полученные результаты исследований позволили выяснить, что фактические параметры структуры отличаются от проектной модели. Данные, полученные при бурении, станут основой для проведения дальнейших исследовательских работ, направленных на уточнение геологической модели структуры «Курмангазы». После анализа всех полученных геолого-геофизических данных будут продолжены разведочные работы во исполнение обязательной программы работ, предусмотренной Контрактом на недропользование, в т.ч. по бурению второй разведочной скважины.

Хвалынское

Хвалынское месторождение территориально относится к северной акватории Каспийского моря, где расположен лицензионный участок ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть» (лицензия ШКС № 11386 от 22.01.03). Расстояние до ближайшего участка российского побережья составляет 100-120 км. Глубина моря в районе Хвалынского месторождения составляет 25-30 м (до 40 м в восточной

части). По результатам геологоразведочных работ на государственный баланс поставлены запасы газа, конденсата и нефти в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях. В соответствии с Протоколом от 13 мая 2002 года к Соглашению между Республикой Казахстан и Российской Федерацией о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 6 июля 1998 года, освоение углеводородных ресурсов будет осуществляться совместно. Этим же документом определено, что недропользование по проекту будет осуществляться в соответствии с законодательством Российской Федерации. Казахстанская сторона имеет право бесконкурсного участия в проекте. В соответствии с Постановлением Правительства РК №637а от 13 мая 2002 года АО НК «КазМунайГаз» назначено уполномоченной казахстанской организацией по разведке и разработке углеводородных ресурсов месторождения «Хвалынское». 18 апреля 2003 г. сторонами заключено Соглашение о принципах совместного освоения нефтегазовых ресурсов месторождения. 14 марта 2005 года АО НК «КазМунайГаз» и ОАО НК «ЛУКОЙЛ» создали совместное предприятие ООО «Каспийская нефтегазовая компания» для освоения месторождения. В мае 2009 г. направлено обращение в Правительство РФ с просьбой о создании Межведомственной комиссии по разработке условий пользования недрами и подготовке проекта соглашения о разделе продукции (МВК), а также о начале переговоров по заключению СРП по месторождению Хвалынское с приложением к указанному обращению проекта СРП и ТЭО СРП. 10 июня 2011 г. приказом Министерства энергетики Российской Федерации №158, создана МВК. В августе 2011 г. запланировано проведение 1 заседания Инвестора (КНГК) с Межведомственной комиссией по рассмотрению ТЭО СРП месторождения «Хвалынское».

Центральная

В соответствии с принятым районированием Каспийского моря лицензионный участок Центральный расположен в акватории Среднего Каспия. Административно участок недр, с которым связываются перспективы открытия залежей УВ на структуре Центральная, относится к Российской Федерации. Расстояние до берега составляет 140 - 150 км. Глубина моря на рассматриваемом участке изменяется в диапазоне от 100 до 600 м. По итогам сейсморазведочных работ основные перспективы нефтегазоносности структуры Центральная связываются с нижнемеловыми и юрскими отложениями. В соответствии с Протоколом от 13 мая 2002 года к Соглашению между Республикой Казахстан и Российской Федерацией о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 6 июля 1998 года, освоение углеводородных ресурсов будет осуществляться совместно. Недропользование на геологической структуре «Центральная» осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации. Постановлением Правительства РК от 13 июня 2002 года № 637а АО НК «КазМунайГаз» назначено уполномоченной организацией по проекту от Республики Казахстан. Уполномоченной организацией от Российской Федерации назначено ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (119049, Москва, ШАБОЛОВКА УЛ., 2). Соглашение о принципах сотрудничества между АО НК «КазМунайГаз» и ООО «ЦентрКаспнефтегаз» подписано 14 марта 2005 года. Разрабатывается ТЭО по структуре «Центральная» для инициирования переговоров с Правительством РФ по условиям СРП.

Жамбай

Участок «Жамбай Южный-Южное Забурунье» расположен в шельфовой мелководной зоне северо-западной части казахстанского сектора Каспийского моря, в 130 км к востоку от г. Атырау. В 130 км к западу от центра участка находится крупный российский промышленный город - морской порт Астрахань. Ближайшими портами для судов являются Атырау, Астрахань, Баутино, Актау. Вблизи участка работ расположены железнодорожные станции Ганюшкино и Аккыстау, нефтепромыслы Забурунье, Жанаталап, Мартыши, Камышитовый и сельские поселки. Площадь геологического отвода составляет 2187,2 кв.км. Глубина воды в переходной зоне 0-2 м и в мелководной – 2- 4 м. В надсолевых отложениях перспективы нефтегазоносности участка Жамбай Южный-Южное Забурунье связываются в основном с юрско-меловым терригенным комплексом.

По подсольевым отложениям перспективы участка возможно будут связаны с среднекаменноугольно-нижнепермским терригенно-карбонатным комплексом. 26 декабря 2001г. подписано Соглашение о разделе продукции (СРП) с ТОО «Жамбай» - дочерним предприятием АО НК «КазМунайГаз». В 2002 году проведены гравиметрические исследования, в 2003-05 годах проведены 2Д сейсморазведочные работы 1000 пог.км.

Тюб-Караган

Расстояние от центра участка до п.Баутино – 40 км. Соглашение о разделе продукции (СРП) по участку «Тюб-Караган» подписано 29.12.03г. Глубина моря в районе участка Тюб-Караган колеблется в пределах 7-10 метров. Основные перспективы нефтегазоносности в районе работ связаны с карбонатно-терригенным юрско-меловым и, возможно триасовым комплексом отложений. Для реализации проекта по участку Тюб-Караган компаниями АО МНК «КазМунайТениз» и «Лукойл Оверсиз Шельф Б.В.» создан Оператор - компания «Тюб-Караган Оперейтинг Компани Б.В.»(Казахстан, 130000 Актау 2 микр-н 17) с равным участием партнеров. Деятельность Оператора по проекту Тюб-Караган направлена на проведение геолого-разведочных работ на участке Тюб-Караган. В 2004 году проведены сейсморазведочные работы в объеме 675 км, в 2005 г. пробурена разведочная скважина глубиной 2500 м. В настоящее время выполняются электроразведочные работы для уточнения геологической модели участка.

Жемчужины

Территория участка относится к зоне моря с глубинами 8-10 метров. Основные перспективы нефтегазоносности участка «Жемчужина» связываются с юрскими отложениями. Проект реализуется в соответствии с Соглашением от 31 мая 1993 года между Правительством РК и Правительством Султаната Оман. 14 декабря 2005 года между МЭМР РК, АО НК «КазМунайГаз» и компанией «Оман Перлз» было подписано СРП по проекту «Жемчужины». В последующем, компания «Оман Перлз» (г.Актау, 130000 12 микрорайон, здание 74, корпус 1) и компания «Шелл» подписали соответствующее соглашение о переуступке доли в данном проекте. Также между АО НК «КазМунайГаз», компанией «Оман Перлз» и компанией «Шелл» было заключено Соглашение о совместной деятельности по освоению структуры «Жемчужины» (ССД), в котором стороны определили взаимные права и обязательства по реализации проекта.

08 сентября 2006 года подписано Дополнение №2 к СРП (гос. Регистр. № 2151), где передано в полном объеме права недропользования по СРП на контрактной территории Жемчужины от КМГ в АО МНК «КазМунайТениз» (далее КМТ).

В 2013 году Государственной комиссией по запасам РК утверждены отчеты «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Хазар» и «Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти» (протокол №1268-13-У от 12.03.2013г): по категориям С1+С2.

Недропользователями проекта являются - ТОО МНК «КазМунайТениз»-25%, ОПКЛ-20%, Шелл-55%.

Участок «Н»

Участок «Н» находится в южной части казахстанского сектора Каспийского моря и занимает общую площадь 7625 кв. км. Ближайшее расстояние от центра участка до берега составляет 75 км, а северо-восточная граница примыкает к территории Мангыстауской области. Глубина моря в пределах участка меняется от 0 до 340 м. Самая глубоководная часть находится на юго-восточной части участка. В сводовой части структуры Нурсултан глубина воды равна 29 м, Ракушечное-море – 47 м. В пределах рассматриваемого участка перспективными являются отложения в меловом и юрско-триасовом комплексах. В настоящее время АО НК «КазМунайГаз» завершает переговоры с Компетентным органом (МЭМР РК) по условиям СРП на участке «Н».

Аташ

Участок «Аташский» находится в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Расстояние от западной границы участка до ближайшего берега – 90 км, восточная и юго-восточная части участка примыкают к Мангыстауской области. Глубина моря в районе структуры

в пределах 1-40 метров. Основные перспективы нефтегазоносности на участке «Аташский» связаны с карбонатно-терригенным юрско-меловым и, возможно триасовым комплексом отложений, где предполагается выявление залежей нефти и газа. Контракт на проведение разведки в пределах участка «Аташский» между МЭМР РК и АО НК «КазМунайГаз» подписан 29 декабря 2003г. Контракт выполняет ТОО «Компания Аташ», которое принадлежит в равных долях компаниям АО МНК «КазМунайТениз» и «Лукойл Оверсиз Шельф Б.В.». В 2004 году выполнены сейсморазведочные работы 2Д на структуре Аташ в объеме 1057 км. В 2005 году были выполнены обработка новых и переобработка архивных сейсмических данных, интерпретация и переинтерпретация геолого-геофизических данных 2Д сеймики.

Жамбыл

Участок Жамбыл расположен в северной части казахстанского сектора Каспийского моря. Участок Жамбыл по административному делению находится в Исатайском районе Атырауской области Республики Казахстан. Глубина воды в районе работ составляет 4-5 м. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными отложениями юрского и нижнемелового комплексов. 27.02.2008 года подписан Контракт на разведку. Стратегическим партнером АО НК «КазМунайГаз» по проекту является Корейский консорциум (Южная Корея). Для реализации проекта создана операторская компания ТОО «Жамбыл Петролеум». На участке «Жамбыл» проведены:

- в 2009 году гравимагнитометрические исследования в объеме 3 890 пог.км. и сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1289,7 пог.км.;
- в 2010 году сейсморазведочные работы 2Д в объеме 700 пог.км.;
- в 2012 году завершено строительство морской буровой установки «Каспиан Эксплорер» для проведения геологоразведочных работ на участке «Жамбыл». Для строительства использовались производственные мощности казахстанской компании – ТОО «ЕрсайКаспианКонтракторс».
- в 2013 году по результатам бурения разведочной скважины на структуре Жамбыл получены фонтанные притоки нефти.

Абай

Участок «Абай» расположен в акватории казахстанского сектора Каспийского моря на расстоянии 60-70 км к северо-западу от побережья полуострова Бозаши. Глубина моря в районе работ составляет 8-10 метров.

Основными объектами исследований в пределах надсолевого комплекса участка Абай являются меловые, юрские и триасовые терригенные отложения.

Планируется проведение переговоров с Компетентным органом по получению права недропользования. Участок «Абай» расположен в акватории казахстанского сектора Каспийского моря на расстоянии 60-70 км к северо-западу от побережья полуострова Бозаши. Глубина моря в районе работ составляет 8-10 метров.

Основными объектами исследований в пределах надсолевого комплекса участка Абай являются меловые, юрские и триасовые терригенные отложения.

Планируется проведение переговоров с Компетентным органом по получению права недропользования.

Исатай и Шагала

Участки «Исатай» и «Шагала» расположены в акватории казахстанского сектора Каспийского моря, в 45км к северу от побережья полуострова Бозаши, глубина воды на участке Исатай 4-8м, на участке Шагала 1-3м.

Основными объектами исследований в пределах надсолевого комплекса участков Исатай и Шагала являются меловые, юрские и триасовые терригенные отложения.

2 июня 2011 года подана заявка в МНГ РК на проведение прямых переговоров с целью получения права недропользования по участкам Исатай и Шагала на условиях Контракта на совмещенную разведку и добычу.

Дархан

Участок Дархан расположен в 11 км к западу от полуострова Бозаши.

Средний уровень моря в районе работ составляет 3,0 - 5,0 м; величина сезонного подъема уровня воды – 0,4 м.

Рельеф морского дна осложнен многими песчаными банками, островами и уступами. Береговая линия северной части характеризуется бухтами и заливами.

Перспективы участка Дархан связаны с юрско-меловым комплексом отложений.

АО НК «КазМунайГаз» подана заявка на проведение прямых переговоров в целях получения права недропользования на условиях СРП. После завершения переговоров по условиям соглашения и подписания СРП планируется приступить к выполнению подготовительных работ по сейсморазведке 2Д.

Сатпаев

Участок Сатпаев расположен в центральной части Северного Каспия. Участок Сатпаев находится в северной части КСКМ, на расстоянии 90 км. от берега, до порта Атырау – 160 км на северо-восток. Глубина воды – 7-10 м. Перспективы участка Сатпаев связываются с юрским и палеозойским комплексом отложений. В июне 2010 года между МНГ РК и КМГ заключен Контракт на проведение разведки и добычи на участке Сатпаев (от 15 июня 2010 г. № 3575). В соответствии с межправительственными договоренностями на высшем уровне – между руководствами двух стран - Казахстана и Индии, в настоящее время КМГ проводятся переговоры с индийской стороной по согласованию пакета документов по сделке, в соответствии с которой планируется уступка индийской стороне 25% доли в проекте «Сатпаев» и работа по созданию операционной компании по проекту. В 2010 году были проведены фоновые экологические исследования (осень-зима). В 2010 году был разработан Проект геологоразведочных работ.

В 2010 году было подготовлен Технический проект 2D-сейсморазведки на выполнение 1200 км.профилей и проект ОВОС. В 2011 году были проведены детальные сейсмические полевые работы 2Д, общим объемом 1200 пог.км. По окончании сейсморазведки 2Д была проведена обработка и интерпретация данных 2Д, в 2011г. В 2011 году были проведены геохимические изыскания. Общее количество 300 физ.точек. В 2011 году были проведены фоновые экологические исследования (весна-лето). В 2012 году было проведено Инженерно-геологические изыскания на структуре «Сатпаев». В 2012 году проведена «Комплексная интерпретация результатов геохимических исследований и сейсморазведки 2Д». В 2012 году проведена программа экологического мониторинга по климатическим сезонам. В 2012 году проведена программа экологического мониторинга по климатическим сезонам. В 2013 году для улучшения картины подсолевого разреза с целью оценки палеозойских отложений была проведена переобработка данных сейсморазведки 2Д на структуре «Сатпаев Восточный». С апреля 2014 года проводятся полевые работы ИГИ на структуре «Сатпаев Восточный».

Арал

АО НК «КазМунайгаз», являясь правопреемником АО «ННК «Казахойл», с 1999 года проводит геологоразведочные работы на казахстанской части бассейна Аральского моря – площади исследований А. В административном отношении площадь исследований А входит в состав Кызылординской области Республики Казахстан и охватывает северную (казахстанскую) часть акватории Аральского моря, полуостров Барсакельмес (за исключением территории заповедника), полуостров Куланды и восточное побережье Аральского моря. Областной центр г. Кызылорда расположен в 500 км к востоку от лицензионной территории. Первоначально, в период с 1999 г. по 2002 г. за счет средств гранта Правительства Японии Республике Казахстан на сумму 50 млн. долларов США, совместно с японскими коллегами в рамках Операционной Структуры «КазахОйл-ЯННК» были проведены полевые сейсморазведочные и гравиразведочные работы, обработка и переобработка существующих данных гравиразведки и магниторазведки, переинтерпретация существующих сейсморазведочных данных. На площади А был выявлен ряд крупных перспективных объектов, по которым подсчитаны прогнозные локализованные ресурсы углеводородов по категории Д0, по основным отражающим горизонтам составлены структурные карты. Нефтегазоперспективность выявленных структур была связана в основном с газом в юрских и неокомских отложениях. В апреле 2002 года результаты работ Операционной Структуры «КазахОйл-ЯННК» были рассмотрены и приняты Комитетом геологии министерства энергетики и

минеральных ресурсов Республики Казахстан. На основании полученных данных по результатам работы «КазОйл-ЯННК», в 2004-2005 годах «КазМунайГаз» провел тематическую работу «Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов казахстанской части бассейна Аральского моря для оценки перспектив нефтегазоносности. Обоснование направления дальнейших геологоразведочных работ». Данная работа была проведена с целью уточнения геологического строения, перспектив нефтегазоносности с выявлением наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении объектов в казахстанской части бассейна Аральского моря по геолого-геофизическим материалам прошлых лет. С целью улучшения прослеживаемости горизонтов и динамической разрешенности сейсмических данных было переобработано 296 погонных км профилей. Общий объем переинтерпретированных сейсмических данных составил 3615 пог. км. Уточнено геологическое строение региона, история формирования осадочного чехла, нефтегазоносность. В кратком виде описана палеогеографическая обстановка периодов осадконакопления с палеозоя до неогена. Выполнен анализ особенностей распространения коллекторов и покрышек в толщах юры, мела. По результатам работ были получены рекомендации по дальнейшим методам и объемам поисково-разведочных работ на площади исследований А. В 2005-2006 годах по поручению Правительства Республики Казахстан на участке Приаральский Компанией были проведены сейсморазведочные работы в объеме 210 пог.км. и пробурена одна поисковая скважина на структуре Куланды Западный проектной глубиной – 1800 м. с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, юры и верхней части триаса и выдачи рекомендаций о целесообразности (или нецелесообразности) проведения поисково-оценочных работ. Скважина достигла проектной глубины, вскрыв заданный проектный горизонт. Признаков углеводородов во вскрытом стволе не обнаружено. Одновременно, за счет собственных средств Компании были проведены организационно-технические мероприятия по поддержке буровых и сейсмических работ, такие, как, например: обследование инфраструктуры в районе участка для мобилизации бурового оборудования; разработка технического проекта сейсморазведочных работ 2Д, проекта геолого-разведочных работ; проекта ОВОС, строительство подъездной дороги, различные виды страхования, предусмотренные законодательством, общественные слушания в городе Кызылорда, фоновые исследования окружающей среды и т.д. В 2006 году на площади исследования также по заданию Правительства Республики Казахстан предполагается пробурить одну поисковую скважину, но уже на другой структуре – Куланды Восточный с проектной глубиной 2000 метров, проектным горизонтом – нижний мел, юра и верхний триас. К настоящему времени Компанией на структуре Куланды Восточный завершены полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 250 км., также предусмотренные в рамках государственного геологического изучения. Основной целью проведения геолого-поисковых работ в акватории Аральского моря являются поиски газа для обеспечения газовой независимости южных регионов Республики Казахстан.

Транспортировка нефти

Транспортировка нефти осуществляется по системе магистральных нефтепроводов дочерней организацией Эмитента АО «КазТрансОйл» (общая протяженность 5323 км). Транспортировка нефти морским транспортом осуществляется дочерней организацией ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» (6 нефтеналивных танкера дедвейтом 12 000-13 000 тонн в Каспийском море и 2 нефтеналивных танкера типа «Aframax» дедвейтом 140000 тонн каждый Черном море). Кроме того, АО НК «КазМунайГаз» владеет акционерным капиталом в нефтепроводе Каспийский Трубопроводный Консорциум в размере 20,75%, в т.ч. Правительство РК-19% и КПВ -1,7% В настоящее время основными действующими экспортными маршрутами казахстанской нефти являются:

- трубопровод Атырау-Самара (АО «КазТрансОйл» - 100%);
- трубопровод КТК (АО НК «КазМунайГаз» - 20,75%);
- трубопровод Атасу-Алашанькоу (АО «КазТрансОйл» - 50%);
- морской терминал Актау
- железнодорожный транспорт

Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)

Нефтепровод КТК общей протяженностью 1510 км соединяет казахстанское нефтяное месторождение «Тенгиз» и нефтетерминал «Южная Озереевка» на Черном море (вблизи порта Новороссийск). В 2014 году объем транспортировки нефти по системе КТК составил 40 млн. тонн, в том числе казахстанской нефти – 35 млн. тонн. Участниками проекта КТК являются: Правительство РФ (ОАО «АК «Транснефть» (119180, г. Москва, ул. Большая Полянка, д. 57)) – 24%, Правительство РК (АО НК «КазМунайГаз») – 19%, КТК «Компани» (РФ) – 7%, добывающие компании: «Шеврон Каспиан Пайплайн Консорциум Компани» – 15%, «Лукарко Б.В.» (далее – Лукарко) – 12,5%, «Мобил Каспийская Трубопроводная Компания» – 7,5%, «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурс Лимитед» – 7,5%, «Эни Интернэшнл (Н.А.) Н.В. С.ар. л.» – 2%, «БГ Оверсиз Холдингс Лимитед» – 2%, «Казахстан Пайплайн Венчурс КОО» (далее – «КПВ») – 1,75% и «Орикс Каспиан Пайплайн Лтд.» – 1,75%.

В условиях увеличения объемов добычи нефти на Тенгизском и Карачаганакском месторождениях и планируемым вводом в эксплуатацию месторождения Кашаган одним из актуальных вопросов проекта КТК является увеличение пропускной способности нефтепровода. 15 декабря 2010 года акционерами КТК единогласно принято окончательное решение об инвестициях по Проекту расширения КТК. В рамках принятого решения определены финансово-экономические и технические параметры Проекта расширения, включая вопросы промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Проект предусматривает увеличение пропускной способности нефтепровода КТК до 67 млн.т./год, в том числе на казахстанском участке до 52,5 млн. т./год. 1 июля 2011 г. в г. Атырау состоялась церемония начала строительных работ по Проекту расширения. Расширение планируется провести в три этапа, полностью завершив Проект к 2016 году.

Нефтепровод Атырау-Самара

Нефтепровод является одним из существующих экспортных маршрутов, по которому казахстанская нефть транспортируется далее по системе «Транснефть» в порты Приморск, Усть-Луга, Новороссийск и по системе Дружба на рынки Северо-Западной, Центральной и Восточной Европы.

Нефтепровод «Казахстан-Китай»

В настоящее время развивается также и восточное экспортное направление. АО НК «КазМунайГаз» совместно с Китайской Национальной Нефтяной Корпорацией (КННК) проводится работа по проекту строительства нефтепровода «Казахстан-Китай», реализация которого позволила обеспечить возможность поставки углеводородного сырья на перспективный рынок Китая и на внутренние НПЗ. В первую очередь проект строительства нефтепровода «Казахстан-Китай» направлен на диверсификацию направлений транспортировки нефти в рамках реализации политики создания многовекторной системы транспортировки углеводородов независимого Казахстана. Строительство нефтепровода Казахстан – Китай предусматривается в два этапа.

Первым этапом явилась реализация проекта нефтепровода «Атасу – Алашанькоу», строительство которого велось в соответствии с Рамочным соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о развитии всестороннего сотрудничества в области нефти и газа (г. Пекин, 17 мая 2004 года). В целях строительства нефтепровода АО «КазТрансОйл» и Китайская Национальная Корпорация по Разведке и Разработке Нефти и Газа (CNODC, дочерняя компания КННК) создали на паритетной основе ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (ККТ). Протяженность трассы нефтепровода Атасу-Алашанькоу составляет 965,1 км. Диаметр трубопровода – 813 мм. Пропускная способность на первом этапе 10 млн. тонн в год с дальнейшим расширением до 20 млн. тонн в год. Трасса нефтепровода проходит по территории трех областей: Карагандинской, Восточно-Казахстанской и Алматинской до конечного пункта Алашанькоу на территории КНР. Финансирование проекта осуществлялось путем заемного финансирования под гарантии китайской стороны. Транспортировка нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу началась в 2006 году.

Реализация 2-го этапа проекта строительства нефтепровода «Казахстан-Китай» осуществляется в две очереди.

В рамках первой очереди в соответствии с Соглашением об основных принципах строительства второго этапа нефтепровода «Казахстан-Китай» между КННК и КМГ от 20 декабря 2006 года (Соглашение), на паритетной основе с китайской стороной, силами ККТ, был построен нефтепровод «Кенкияк-Кумколь». Нефтепровод «Кенкияк-Кумколь», протяженностью 794 км, диаметром 813 мм, проходит по территориям Актюбинской, Кызылординской и Карагандинской областей Республики Казахстан. Пропускная способность первой очереди нефтепровода составляет 10 млн. тонн в год, с возможностью расширения до 20 млн. тонн в год. Финансирование проекта осуществлялось путем заемного финансирования под гарантии китайской стороны. Транспортировка нефти по нефтепроводу «Кенкияк-Кумколь» началась в октябре 2009 году.

В рамках 2-й очереди второго этапа предполагается поэтапное увеличение мощности транспортной системы Казахстан-Китай по всем участкам от Атырау до Алашанькоу с достижением 20 млн. тонн в год на участке Атасу-Алашанькоу, по мере увеличения потребности в росте экспортных мощностей и внутреннего рынка. 2-я очередь второго этапа нефтепровода Казахстан-Китай включает в себя:

1. Расширение пропускной способности нефтепровода Атасу-Алашанькоу до 20 млн. тонн в год путем строительства двух нефтеперекачивающих станций НПС №8 и НПС №10 – завершено в декабре 2013 года.
2. Реверс и расширение нефтепровода «Кенкияк-Атырау» до 12 млн. тонн в год.
3. Расширение нефтепровода «Кенкияк-Кумколь» до 20 млн. тонн в год.

Реконструкция и расширение участка нефтепровода «Кумколь-Атасу».

Морская транспортировка нефти

На сегодняшний день основными действующими маршрутами морской транспортировки являются:

- Актау-Баку (Каспийское море);
- Актау-Махачкала(Каспийское море);
- Маршруты с портов Черного моря.

Транспортировка и маркетинг газа

Операторы транспортировки газа — АО «КазТрансГаз» и ТОО «КазРосГаз»

В настоящее время одним из основных газотранспортных маршрутов является магистральный газопровод «Средняя Азия-Центр» (САЦ), который проходит из Узбекистана и Туркменистана через Западный Казахстан и соединяется с российскими газотранспортными системами. Газопровод САЦ предназначен для транзита среднеазиатского газа и транспортировки казахстанского газа на экспорт. Экспортируемый газ поступает на наиболее привлекательные рынки - в Европейские страны и страны СНГ - через российскую газотранспортную систему ОАО «Газпром». Нарастающие объемы добычи казахстанских углеводородов и геополитическое положение Республики Казахстан, развитие транспортировки углеводородного сырья в кавказском направлении является перспективным с точки зрения политики диверсификации направлений транспортировки нефти и газа. Другим важным направлением поставки газа является Восточное - в Китай, чей экономический рост и энергетический рынок нуждается в крупных объемах поставки энергоносителей. Ниже представлена подробная информация по развитию данного направления.

Транспортная инфраструктура

Общая протяженность казахстанской магистральной газотранспортной системы составляет более 11 тыс. км, максимальная производительность составляет 190 млрд.куб.м. в год. Имеется три подземных хранилища газа с общей емкостью активного газа 4,12 млрд.куб.м.

Существующая схема газопроводов Казахстана, функционировавшая как составная часть бывшей единой общесоюзной системы, в основном обслуживает транзитные потоки природного газа из Средней Азии в Европейскую часть России, Украину и в государства Закавказья.

Интеграция газотранспортной системы Республики Казахстан будет достигнута после ввода в эксплуатацию магистрального газопровода Бейнеу – Бозой – Шымкент.

Транзит газа по территории Республики Казахстан осуществляется по основным магистральным газопроводам:

- «Средняя Азия-Центр» - в направлении Узбекистан – Казахстан – Россия (туркменский и узбекский газ);
- «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» - в направлении Узбекистан – Казахстан (узбекский газ);
- «Оренбург-Новопсков и МГ«Союз»» – в направлении России (российский газ);
- «Бухара-Урал» – в направлении России (туркменский газ).

Проекты транспортной инфраструктуры

Проект строительства первого участка магистрального газопровода Казахстан-Китай

Основанием для реализации проекта являются Соглашение между Правительствами РК и КНР о сотрудничестве по строительству и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 18.08.07г. (МПС) и Соглашение об основных принципах строительства и эксплуатации газопровода Казахстан – Китай между АО НК «КазМунайГаз» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией от 08.11.07г, а также ТЭО и ПСД. Газопровод в 2 нитки, диаметром по 1067 мм., длиной 1300 км. Стоимость проекта – 7,5 млрд.\$

Цель проекта: обеспечение транспортировки природного газа из Туркменистана в Китай через территорию РК.

Период реализации: 2008 – 2013 гг.

Компании-участники, страны партнеры:

АО «КазТрансГаз» (50%) и «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited» (50% Китай)

Производственная мощность: 30 млрд.м3/год

Все основные объекты по ниткам А и В введены в эксплуатацию к концу 2012 года. Таким образом, была достигнута производственная мощность в 30 млрд.м.3/год;

По оперативным данным с декабря 2009 года по 22 июня 2015 года по двум ниткам газопровода протранспортировано более 108 млрд. куб.м транзитного среднеазиатского газа в направлении Китая.

Проект строительства второго участка магистрального газопровода Казахстан-Китай (Бейнеу-Шымкент)

Основанием для реализации проекта являются Соглашение между Правительствами РК и КНР о сотрудничестве по строительству и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 18.08.07г. (МПС) и Соглашение об основных принципах строительства и эксплуатации газопровода Казахстан – Китай между АО НК «КазМунайГаз» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией от 08.11.07г

Цель проекта: обеспечение природным газом южных регионов РК, обеспечение энергетической безопасности РК, возможность экспортных поставок газа, интеграция газотранспортной системы Республики Казахстан.

Период реализации: 2011 – 2017 гг.

Компании-участники, страны партнеры: АО «КазТрансГаз» (50%) и «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited» (50% Китай)

Газопровод длиной 1477 км, диаметром 1020 мм., производственной мощностью 10 млрд. куб.м/год. На сегодняшний день завершено строительство и введена в эксплуатацию линейная часть газопровода на участке Бозой-Шымкент с достижением мощности до 2,5 млрд. куб.м/год.

По оперативным данным с декабря 2013 года по 22 июня 2015 года по указанному участку газопровода протранспортировано порядка 1,8 млрд. куб.м газа.

Проекты по транспортировке

Строительство нефтепровода «Казахстан – Китай»

«Проектом века» было названо строительство в 2005 году магистрального трубопровода «Атасу-Алашанькоу». Заказчиком и владельцем трубопровода стала компания ТОО «Казахстано-Китайский трубопровод», учрежденная АО «КазТрансОйл» и CNODC. Протяженность

нефтепровода «Атасу-Алашанькоу» составила порядка 965,1 км. Пропускная способность на первом этапе составляет 10 млн. тонн в год с последующим расширением до 20 млн. тонн в год. Общий объем инвестиций – 806 миллионов долларов США. На сегодня, учитывая успешный опыт строительства нефтепровода «Атасу-Алашанькоу», Республика Казахстан и Китай намерены проработать и реализовать новые прорывные проекты. Демонстрацией намерений долгосрочного сотрудничества обеих стран является подписание «Соглашения об основных принципах строительства второго этапа нефтепровода Казахстан-Китай между АО НК «КазМунайГаз» и КННК. Данный документ продемонстрировал острую заинтересованность Астаны и Пекина в активизации двустороннего энергетического сотрудничества. Так, второй этап нефтепровода Казахстан-Китай включает в себя ряд совместных проектов:

- строительство нового нефтепровода «Кенкияк-Кумколь»;
- реконструкция нефтепровода АО «КазТрансОйл» на участке Кумколь-Каракоин-Атасу, в случае ее технической и экономической неэффективности, будет осуществлено строительство нового нефтепровода;
- реализация второго этапа строительства нефтепровода «Атасу-Алашанькоу»;
- реконструкция нефтепровода «Кенкияк-Атырау».

Проект «Строительство газопровода Казахстан-Китай»

Проект строительства газопровода Казахстан-Китай осуществляется в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 18.08.2007г. Цель проекта – транзит туркменского газа через территорию Узбекистана и Казахстана в КНР, а также экспорт казахстанского газа, что позволит диверсифицировать экспортные маршруты и обеспечить собственным газом южные области, что в свою очередь повысит энергетическую безопасность страны. Реализация проекта строительства первого участка газопровода Казахстан – Китай осуществляется проектной компанией ТОО «Азиатский Газопровод» (ТОО «АГП»), созданной 15 февраля 2008 года на паритетной основе АО «КазТрансГаз» и Trans-Asia Gas Pipeline Limited (аффилированная компания CNPC). Строительство газопровода было начато 9 июля 2008 года, первый этап был завершен с опережением графика работ, в рекордные для международной практики сроки. В строительстве были задействованы более 4 тыс. человек. 12 декабря 2009 г. Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев и Глава Китайской Народной Республики Ху Цзиньтао осуществили запуск 1 нитки Первого участка магистрального газопровода Казахстан-Китай, длина которого составляет 1308 км. К концу 2012 года планируется доведение мощности газопровода до 30 млрд. м³ в год. Дальнейшее развитие газопровода до 40 млрд. м³ в год будет реализовано в комплексе с проектом «Строительство магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент».

Проект «Увеличение мощности магистрального газопровода Казахстан-Китай (Нитка С)»

Проект строительства газопровода Казахстан-Китай осуществляется в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 18.08.2007г., а также Протоколом о внесении изменений и дополнений в Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 27 июля 2011 года (проектирование и строительство нитки «С»).

Цель проекта – транзит среднеазиатского газа из Туркменистана и Узбекистана через территорию Казахстана в КНР, а также экспорт казахстанского газа, что позволит диверсифицировать экспортные маршруты и обеспечить собственным газом южные области, что в свою очередь повысит энергетическую безопасность страны.

Реализация проекта строительства Нитки С газопровода Казахстан – Китай осуществляется проектной компанией ТОО «Азиатский Газопровод» (ТОО «АГП»).

Период реализации: 2012-2016 гг.

Компании-участники, страны партнеры: АО «КазТрансГаз» (50%) и «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited» (50% Китай)

Производственная мощность: 25 млрд.м³/год.

В настоящее время завершены строительно-монтажные работы по линейной части. По оперативным данным с августа 2014 года по 22 июня 2015 года в режиме пуска-наладки по газопроводу протранспортировано порядка 4,7 млрд.м³ транзитного среднеазиатского газа в направлении Китая.

Проекты в области нефтехимии и нефтепереработки

Проект «Реконструкция и модернизация НПЗ «ПетроКазахстан Ойл Продактс»

30 января 2014 г. подписан ЕРС - контракт на Этап 1 с компанией СРЕСС (дочерняя компания CNPC) также разработано ПСД по Этапу 2. В рамках реконструкции и модернизации НПЗ «ПетроКазахстан Ойл Продактс» планируется восстановление проектной мощности по переработке нефти до 6 млн. тонн в год, увеличение выработки светлых нефтепродуктов, глубины переработки нефти до 90%, улучшение качества моторных топлив экологических классов К-4, К-5.

Проект «Модернизация и реконструкция Павлодарского НХЗ»

На основании подписанного Меморандума о сотрудничестве и взаимопонимании по осуществлению определенных инвестиций в нефтегазовую разведку и объекты промышленной инфраструктуры в Республике Казахстан между АО НК «КазМунайГаз» и Итальянской компанией «Eni s.p.a», в октябре 2009 года разработана Программа развития АО «Павлодарский НХЗ» на 2010-2014 годы. Цель проекта: производство моторных топлив экологического класса К4. Ведется работа по адаптации ПСД к нормам и стандартам РК с дальнейшей передачей в РГП «Госэкспертиза». Продолжается разработка рабочей документации (разработано 45% чертежей), также завершены работы по строительству временных зданий и сооружений, устройству рабочих свай, площадок под сборку колонн, бетонирование фундаментов под крупногабаритные колонны установок изомеризации и сплиттера нефти. Завершена поставка колонны сплитера нефти (3 части), также поставка одной части колонны деизогексанизатора (всего 4 части), начаты земляные работы.

Проект «Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ»

В рамках ЕРС-контракта завершены строительно-монтажные работы на Установке каталитического риформинга (первый пусковой комплекс). Завершаются пуско-наладочные работы. Получена пробная партия риформата с октановым числом свыше 100 пунктов. 25 декабря 2014 года в ходе общенационального телемоста «Новая индустриализация Казахстана» Главой Государства дан старт пуско-наладочным работам Комплекса по производству ароматических углеводородов на базе АНПЗ. На Установке по производству ароматических углеводородов (второй пусковой комплекс) завершаются строительно-монтажные работы, планируется в июле 2015 года приступить к пуско-наладочным работам. Планируемый срок ввода КПА – 3 квартал 2015 года.

Проект «Строительство комплекса по глубокой переработке нефти на Атырауском НПЗ»

ЕРС-контракт с консорциумом «Sinopec Engineering Group» (КНР)/ «Marubeni Corporation» (Япония)/ «КазСтройСервис» (РК) подписан 12 декабря 2011 года. Ведется разработка рабочей документации, общестроительные работы. Завершено размещение заказов на изготовление крупногабаритного оборудования с длительным сроком изготовления, поставлено 33 единиц, смонтировано 25 единиц. Реализация проекта позволит увеличить мощности вторичных процессов и глубины переработки нефти, улучшить качества моторных топлив до соответствия требованиям экологического класса К4, К5, увеличить производительность завода до 5,5 млн. тонн нефти в год.

Проект «Производство дорожного битума на Актауском заводе пластических масс»

Реализация проекта позволит организовать производство 420 тыс. тонн в год дорожных битумов, соответствующих климатическим условиям Казахстана. В 2009 году АО НК «КазМунайГаз»

приобретен 50%-ый пакет акций АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» (далее - АО КПИ) у ТОО «SAT & Company», в активы которого входит Актауский завод пластических масс. В 2009 году между «CITIC Group» (КНР) и АО КПИ подписано Соглашение об основных принципах по созданию и участию в совместном предприятии в целях строительства и управления битумным заводом. Произведена государственная регистрация предприятия ТОО «Совместное предприятие «CASPI BITUM» (г. Актау), учредителями которой являются АО КПИ и ТОО «Ситик Казахстан» (дочерняя организация «CITIC Group»).

Зарубежные проекты

Компания «KMG International N.V.» (бывшая «Rompetrol Group N.V.» (“TRG”))

24 августа 2007 года в г. Алматы было подписано Соглашение между «КазМунайГазом» и The Rompetrol Holding S.A. (Швейцария) о покупке 75% акций The Rompetrol Group N.V.

Головной офис The Rompetrol Group N.V. (TRG) расположен в Нидерландах, большинство операций и активов размещены в Румынии, Франции, Испании, Швейцарии и Юго-Восточной Европе. TRG обеспечивает стабильные поставки сырья и продукции потребителям в соответствии с европейскими стандартами. TRG ведет активную деятельность в сфере переработки нефти, нефтехимии, оптового и розничного маркетинга нефтепродуктов, а также предоставляет другие услуги в нефтяной промышленности.

Группа компаний Rompetrol Group N.V. (далее - TRG) имеет в собственности и эксплуатирует нефтеперерабатывающее предприятие в Румынии, маркетинговые предприятия в Румынии, Болгарии, Молдове, Грузии, а также во Франции и Испании. Деятельность компании TRG также охватывает нефтехимическое производство, трейдинговые и нефтесервисные услуги. TRG контролирует рост объемов нефтепереработки в Румынии благодаря своим двум заводам - Petromidia и Vega, которые вместе обладают мощностью 5,5 млн. тонн нефти в год.

KMG является стратегически важным активом для АО НК «КазМунайГаз», т.к.:

- НПЗ Petromidia имеет стратегическое месторасположение на берегу Чёрного моря и способен перерабатывать тяжёлую казахстанскую нефть;
- Обеспечивает доступ к рынкам сбыта нефтепродуктов для более чем 300 млн. потребителей;
- Нефтеперерабатывающий завод способен вести переработку тяжелой сырой нефти с высоким содержанием серы;
- Полностью интегрированные предприятия розничной торговли и маркетинга;
- Консолидированная доля внутреннего рынка Румынии;
- Значительные возможности для экспорта продуктов нефтепереработки;
- Благоприятное место расположения для КМГ относительно потоков поступления сырой нефти и будущего развития переработки.

Сервисные проекты

Стратегия АО НК «КазМунайГаз» в сервисном секторе направлена на предоставление конкурентоспособных сервисных услуг, развитие новых востребованных на рынке Казахстана нефтесервисных услуг путем трансферта технологий и/или создания совместных предприятий, продвижение инновационного потенциала, развитие береговой инфраструктуры поддержки морских нефтяных операций в казахстанском секторе Каспийского моря.

Основные сервисные компании:

- АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр»;
- ТОО «KMG Systems & Services»;
- ТОО «ТенизСервис»;
- ТОО «KMG Drilling & Services»;
- ТОО «Актауойлмаш»;
- АО «Казахский институт нефти и газа».

АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр»

АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» является крупнейшей вертолетной авиакомпанией в Казахстане.

АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» является крупнейшей вертолетной компанией в Казахстане и выполняет полеты по обслуживанию нефтепроводов, газопроводов, полеты на морские буровые установки и острова на казахстанском секторе Каспийского моря, полеты по обслуживанию линий электропередач, полеты по санитарным заданиям, аварийно-спасательные работы при чрезвычайных ситуациях и т.д.

АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» эксплуатирует парк вертолетной техники и пассажирских самолетов, оснащенных современным бортовым оборудованием в соответствии с международными требованиями.

Путем обновления авиационного парка АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» и приобретения новой иностранной техники выполняет работы с высоким качеством и профессиональным мастерством. АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» при осуществлении деятельности стремится к максимальной открытости и прозрачности и ставит целью достижение качественно нового уровня обслуживания клиентов и сохранение позиции современного, конкурентоспособного авиационного оператора.

ТОО «KMG Systems & Services»

Северо-Каспийская экологическая база реагирования на разливы нефти (СКЭБР), владельцем которого является ТОО «KMG Systems & Services», на сегодняшний день является единственным стратегическим объектом сервисной инфраструктуры поддержки нефтяных операций на шельфе Каспийского моря, а также единственным в своем роде специализированным объектом для реагирования на аварийные разливы нефти (ЛАРН). В августе 2013 года между ТОО «KMG Systems & Services» и «Норт Каспиан Продакшн Оперейшенс Компани Б.В.» (НКПОК) – агентом Оператора Кашаганского проекта – был заключен долгосрочный договор аренды СКЭБР сроком на 10 лет.

Ликвидация нефтяных разливов третьего уровня (от 250 тонн) это огромный комплекс мероприятий с привлечением отечественных и международных ресурсов не только для ликвидации разлива нефти, но и для пожаротушения, глушения скважины и т.д. При этом Оператор Кашаганского месторождения и компания НКОК организывают ликвидацию разлива нефти третьего уровня и соответственно будут принимать решения по привлечению специализированных сторонних организаций типа Oil Spill Response Limited. 6 апреля 2012 года Постановлением Правительства Республики Казахстан (№422) утвержден Национальный план по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан, основной целью которого является обеспечение оперативного, эффективного и квалифицированного реагирования на разливы нефти, вызывающие загрязнения экологического характера, и выполнения соответствующих операций по ликвидации их последствий. В соответствии с данным Национальным планом - меры по ликвидации нефтяных разливов третьего уровня координируются Национальной комиссией по реагированию на нефтяные разливы.

ТОО «ТенизСервис»

Основной задачей ТОО «ТенизСервис» является создание инфраструктуры поддержки морских нефтяных операций в казахстанском секторе Каспийского моря, обеспечение ее эффективной эксплуатации и получение дохода от этой деятельности. Оказывает услуги СМОС, ВКЕ Shelf, Н ОперейтингКомпани, Жамбыл Петролеум, Сатпаев Оперейтинг.

ТОО «KMG Drilling & Services»

Основной задачей ТОО «KMG Drilling & Services» является создание отечественной буровой сервисной компании, оказывающей буровые и интегрированные сервисные услуги по международным стандартам, в первую очередь для обеспечения потребности дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз», а также другим недропользователям.

ТОО «АктауОйлМаш»

АО НК «КазМунайгаз» на базе дочерней организации ТОО «АктауНефтеСервис» совместно с российской компанией ООО «Спутник-Интеграция» создано предприятие ТОО «АктауОйлМаш».

На базе ТОО «АктауОйлМаш» организовано производство различных видов оборудования, в которых существует потребность у нефтегазовых компаний, в частности блочно-кустовые насосные станции, автоматизированные групповые замерные установки, блоки напорных гребенок, сепарационное оборудование, некоторые виды электротехнического оборудования. На завершающем этапе планируется создать порядка 1000 новых рабочих мест для граждан Республики Казахстан.

АО «Казахский институт нефти и газа»

АО «Казахский институт нефти и газа» (далее – АО «КИНГ») - крупнейшая научно-исследовательская и проектная компания в Республике Казахстан была основана в декабре 2002 года и является дочерней компанией АО НК «КазМунайГаз».

АО «КИНГ» осуществляет комплексную научную и инжиниринговую поддержку в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан. Основными направлениями деятельности являются:

- научное обеспечение стратегии комплексного развития нефтяной и газовой промышленности Казахстана;
- инжиниринг:
- обустройство нефтяных и газовых месторождений;
- системы транспорта нефти и газа;
- нефтепереработка и нефтехимия;
- комплексные инженерные изыскания;
- проекты «под ключ» - EPC решения
- инжиниринг в области разработки месторождений, подсчет запасов и бурение;
- экологические проекты;
- научные исследования в области технологий и технических средств;
- управление банком данных геолого-геофизической информации для нефтяной и газовой промышленности;
- комплексная автоматизация и информатизация технологических процессов и систем управления в нефтегазовой отрасли;
- разработка нормативных технических инструкций и правил.

Сведения о наличии рейтингов, присвоенных Эмитенту и/или его ценным бумагам

Эмитенту и его выпускам долговых ценных бумаг присвоены следующие рейтинги от международных рейтинговых агентств:

Агентство	Прогноз	Долгосрочный рейтинг
Moody's	Позитивный	Ваа3
S&P	Негативный	BB+
Fitch	Стабильный	BBB

Сведения о контрактах и лицензиях на недропользование Эмитента

Название месторождения	Контракт №	Лицензия	Местонахождение	Срок действия	Стадия разработки и метод добычи
Участок Кансу	Контракт на Разведку №3949-УВС от 01.10.2013	-	Мангистауская область, суша	2013-2018	Контракт предусматривает проведение разведки
Участок Оркен	Контракт на Разведку №4075-УВС-МЭ от 12.12.2014	-	Кызылординская область, суша	2014-2019	Контракт предусматривает проведение разведки
Участок «Н»	№2546 от 29.12.2007г.	-			
На разведку и добычу	Южная часть КСКМ Мангистауская	-	Южная часть КСКМ Мангистауская область	На разведку и добычу	Разведка

	область			6 лет разведки + 2 продления по 2 года	
Участок «Жамбыл»	№2609 от 21.04.2008г.	-	Участок «Жамбыл»		

Сведения о филиалах и представительствах Эмитента

Дата регистрации	Наименование филиала
Решение Совета Директоров АО НК "КазМунайГаз" №16/2007 от 27.12.2007г. об утверждении о Филиале КМГ в Туркменистане, г.Ашхабад	Филиал АО "НК "КазМунайГаз" в г.Ашхабад, Туркменистан
Протокол заседания Совета директоров №7/2011, пункт 10, от 18.10.2011 г. "О создании представительства АО НК "КазМунайГаз" в г. Москве	Представительство АО "НК "КазМунайГаз" в г. Москве, РФ

Избранные финансовые данные (консолидированные)

Все суммы на одну акцию должны быть определены в соответствии с учетной политикой, используемой при подготовке финансовой отчетности Эмитента.

Тыс. тенге

Наименование показателя	01.04.2015г (неауд)	31.12.2014 (аудит)	31.12.2013 (аудит)	31.12.2012 (аудит)
Активы	8 579 827 935	8 838 840 866	7 558 185 840	6 833 721 423
Разведочные и оценочные активы	287 591 181	277 064 868	221 699 938	185 284 168
Обязательства	4 140 774 284	4 421 728 434	3 521 994 926	3 240 185 655
Чистые активы	4 439 053 651	4 417 112 432	4 036 190 914	3 593 535 768
Акционерный капитал	557 072 340	557 072 340	546 484 470	527 760 531
Валовая прибыль	100 598 600	864 601 796	899 885 670	869 600 378
Операционная прибыль	278 318	(22 964 025)	351 575 491	279 659 812
Чистая прибыль (убыток) за периоды	12 057 877	199 215 092	488 642 187	413 423 159
Чистая прибыль (убыток) от основной деятельности на одну акцию	0,0228	0,3786	0,9433	0,9331
Чистая прибыль (убыток) от продолжаемой деятельности на одну акцию	0,0248	0,3846	0,9400	0,9325
Размер дивидендов на одну акцию			0,158	0,075
Разводненная прибыль на одну акцию	-	-	-	-

УПРАВЛЕНИЕ И АКЦИОНЕРЫ

Структура органов управления Эмитента

Высший орган – Единственный акционер;

Орган управления - Совет директоров;

Исполнительный орган – Правление.

Права Единственного акционера:

1. Участвовать в управлении КМГ в порядке, предусмотренном Законодательством и/или Уставом;
2. Получать дивиденды;
3. Получать информацию о деятельности КМГ, в том числе в разрезе аффилированных организаций, включая информацию, носящую конфиденциальный характер, не позднее тридцати дней с момента получения КМГ запроса, если иные сроки не установлены в запросе, а также знакомиться с финансовой отчетностью КМГ, в порядке, определенном Единственным акционером или Уставом;
4. Получать выписки от регистратора КМГ или номинального держателя, подтверждающего его право собственности на ценные бумаги КМГ;
5. Избирать членов Совета директоров КМГ;
6. Оспаривать в судебном порядке принятые органами КМГ решения;
7. Обращаться в КМГ с письменными запросами о его деятельности и получать мотивированные ответы в установленные сроки;
8. На часть имущества при ликвидации КМГ;
9. Преимущественной покупки акций или других ценных бумаг КМГ, конвертируемых в его акции, в порядке, установленном Законом, за исключением случаев, предусмотренных законодательными актами Республики Казахстан;
10. Предлагать Совету директоров включение вопросов для внесения на рассмотрение Единственного акционера в соответствии с Законом;
11. Требовать созыва заседания Совета директоров;
12. Требовать проведения аудиторской организацией аудита КМГ за свой счет;
13. Инициировать принятие решений по вопросам, отнесенным к его компетенции;
14. Прочие права и компетенции, предусмотренные Законодательством и Уставом.

Обязанности Единственного акционера:

1. Оплатить акции в порядке, предусмотренном Законодательством и Уставом;
2. В течение десяти дней извещать регистратора КМГ и номинального держателя акций, принадлежащих Единственному акционеру, об изменении сведений, необходимых для ведения системы реестров держателей акций КМГ;
3. Не разглашать информацию о КМГ или его деятельности, составляющую служебную, коммерческую или иную охраняемую законом тайну;
4. Исполнять иные обязанности в соответствии с Законом и иными законодательными актами Республики Казахстан.

К исключительной компетенции Единственного акционера относятся следующие вопросы:

- 1) внесение изменений и дополнений в Устав или утверждение его в новой редакции;
- 2) утверждение кодекса корпоративного управления, а также изменений и дополнений в него;
- 3) добровольная реорганизация или ликвидация КМГ;
- 4) принятие решения об увеличении количества объявленных акций КМГ или изменении вида размещенных объявленных акций КМГ;
- 5) принятие решения о размещении (реализации), в том числе о количестве размещаемых (реализуемых) акций КМГ в пределах количества объявленных акций, способе и цене их размещения (реализации);
- 6) определение условий и порядка конвертирования ценных бумаг КМГ, а также их изменение;
- 7) принятие решения о выпуске ценных бумаг, конвертируемых в простые акции КМГ;

-
- 8) принятие решения об обмене размещенных акций одного вида на акции другого вида, определение условий и порядка такого обмена;
 - 9) определение в установленном порядке аудиторской организации, осуществляющей аудит финансовой отчетности КМГ, и размер оплаты ее услуг;
 - 10) определение количественного состава, срока полномочий Совета директоров, избрание его членов и досрочное прекращение их полномочий, определение размера и условий выплаты вознаграждений и компенсаций членам Совета директоров за исполнение ими своих обязанностей, а также утверждение положения о нем;
 - 11) утверждение годового отчета Совета директоров о проделанной работе;
 - 12) утверждение годовой финансовой отчетности КМГ, а также годового отчета КМГ;
 - 13) утверждение порядка распределения чистого дохода КМГ за отчетный финансовый год, принятие решения о выплате дивидендов по простым акциям и утверждение размера дивиденда в расчете на одну простую акцию КМГ;
 - 14) принятие решения о невыплате дивидендов по простым акциям КМГ;
 - 15) принятие решения о добровольном делистинге акций КМГ;
 - 16) принятие решения об участии КМГ в создании или деятельности иных юридических лиц либо выходе из состава участников (акционеров) иных юридических лиц путем передачи (получения) части или нескольких частей активов, в сумме составляющих 25% (двадцать пять) и более процентов от всех принадлежащих КМГ активов;
 - 17) введение и аннулирование «золотой акции»;
 - 18) утверждение методики и изменений в методику определения стоимости акций при их выкупе КМГ на неорганизованном рынке в соответствии с Законом;
 - 19) согласование назначения и досрочного прекращения полномочий председателя Правления КМГ в установленном законодательством порядке;
 - 20) утверждение дивидендной политики;
 - 21) определение порядка предоставления Единственному акционеру информации о деятельности КМГ;
 - 22) определение нормативов положенности служебных легковых автомобилей и норм площадей для размещения административного аппарата КМГ;
 - 23) определение порядка и условий возмещения расходов работникам КМГ, направляемым в служебные командировки;
 - 24) определение лимитов представительских расходов и иных лимитов;
 - 25) иные вопросы, принятие решений по которым отнесено законодательными актами Республики Казахстан и (или) Уставом к исключительной компетенции Единственного акционера.

К исключительной компетенции Совета директоров относятся следующие вопросы:

- 1) определение приоритетных направлений деятельности КМГ и утверждение стратегии развития КМГ, а также осуществление мониторинга реализации стратегии развития КМГ;
- 2) вынесение вопросов на рассмотрение Единственного акционера;
- 3) принятие решения о выкупе КМГ размещенных акций или других ценных бумаг и цене их выкупа;
- 4) предварительное утверждение годовой финансовой отчетности КМГ, представление предложения Единственному акционеру КМГ о порядке распределения чистого дохода КМГ за истекший финансовый год и размера дивиденда в расчете на одну простую акцию КМГ;
- 5) предварительное утверждение годового отчета КМГ;
- 6) определение условий выпуска облигаций и производных ценных бумаг КМГ, а также принятие решений о их выпуске;
- 7) определение количественного состава, срока полномочий членов Правления, избрание (назначение) председателя Правления и членов Правления, а также досрочное прекращение их полномочий;
- 8) определение размера должностных окладов и условий оплаты труда, премирования и социальной поддержки председателя Правления и членов Правления КМГ с учетом политики Единственного акционера;

-
- 9) создание комитетов Совета директоров, утверждение положений о них, а также избрание членов комитетов;
 - 10) утверждение общей численности работников, структуры центрального аппарата КМГ;
 - 11) определение количественного состава, срока полномочий Службы внутреннего аудита Общества, назначение ее руководителя и членов, а также досрочное прекращение их полномочий, определение порядка работы Службы внутреннего аудита, определение размера и условий оплаты труда, премирование и социальной поддержки работников Службы внутреннего аудита с учетом политики Единственного акционера;
 - 12) утверждение годового аудиторского плана Службы внутреннего аудита;
 - 13) рассмотрение квартальных и годовых отчетов Службы внутреннего аудита и принятие по ним решений;
 - 14) назначение, определение срока полномочий Корпоративного Секретаря, досрочное прекращение его полномочий, а также определение размера должностного оклада и условий вознаграждения и социальной поддержки Корпоративного Секретаря с учетом политики Единственного акционера;
 - 15) назначение и досрочное прекращение полномочий омбудсмана КМГ, а также утверждение положения о нем;
 - 16) утверждение документов, регулирующих внутреннюю деятельность КМГ (за исключением документов, принимаемых Правлением КМГ в целях организации деятельности КМГ), по перечню, утверждаемому Советом директоров КМГ, в том числе внутреннего документа, устанавливающего условия и порядок проведения аукционов и подписки ценных бумаг КМГ, а также схемы должностных окладов членов Правления, работников Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря, внесение в них изменений и (или) дополнений, а также признание утратившими силу документов, принятых Советом директоров;
 - 17) принятие решений о создании и закрытии филиалов и представительств КМГ за пределами Республики Казахстан, а также утверждение положений о них;
 - 18) принятие решения о создании юридических лиц (об участии в создании);
 - 19) принятие решений о приобретении или отчуждении КМГ 10% (десяти) и более процентов акций (долей участия в уставном капитале) других юридических лиц;
 - 20) принятие решения о заключении КМГ крупных сделок и сделок, в совершении которых КМГ имеется заинтересованность, в соответствии с законодательными актами Республики Казахстан;
 - 21) принятие решений по вопросам получения, передачи (переуступки) права недропользования (после согласования с Компетентным органом в соответствии с законодательством), внесения изменений в контракты на недропользование (за исключением изменений контрактов, связанных с изменениями в законодательных актах или решениями Правительства Республики Казахстан, изменений реквизитов сторон и внесения изменений, носящих редакционный характер), заключения договоров (соглашений) о совместной деятельности со стратегическими партнерами для совместной реализации проектов по контрактам на недропользование;
 - 22) утверждение в порядке, установленном Единственным акционером, плана развития КМГ, а также осуществление мониторинга его реализации;
 - 23) утверждение мотивационных ключевых показателей деятельности для членов Правления КМГ, руководителя Службы внутреннего аудита КМГ, и их целевых значений, а также утверждение постановочных целей Корпоративного секретаря;
 - 24) определение порядка и сроков получения членами Совета директоров информации о деятельности КМГ, в том числе финансовой информации;
 - 25) утверждение учетной политики и налоговой учетной политики КМГ;
 - 26) утверждение общего риск-аппетита КМГ, уровней толерантности в отношении каждого ключевого риска КМГ и установление лимитов для ограничения уровня принимаемых рисков;
 - 27) утверждение регистра и карты рисков КМГ;
 - 28) согласование работы по совместительству членами Правления КМГ в других организациях;

-
- 29) одобрение решений Правления о заключении КМГ сделок, определяющих условия реализации социально значимых для Республики Казахстан инвестиционных проектов, с низкой экономической эффективностью;
- 30) принятие решений по следующим вопросам деятельности, относящимся к исключительной компетенции общего собрания акционеров (участников) юридического лица, 10% и более процентов акций (долей участия в уставном капитале) которых принадлежит КМГ:
- добровольная реорганизация или ликвидация акционерного общества;
 - внесение изменений и дополнений в устав общества, товарищества с ограниченной ответственностью, или утверждение его в новой редакции;
 - принятие решения об увеличении количества объявленных акций общества или изменении вида размещенных объявленных акций общества;
 - определение условий и порядка конвертирования ценных бумаг общества, а также их изменение;
 - принятие решения о выпуске ценных бумаг, конвертируемых в простые акции общества;
 - принятие решения об обмене размещенных акций одного вида на акции другого вида, определение условий и порядка такого обмена;
 - определение количественного состава, срока полномочий совета директоров, избрание его членов и досрочное прекращение их полномочий, а также определение размера и условий выплаты вознаграждений и компенсации расходов членам совета директоров за исполнение ими своих обязанностей;
 - назначение и досрочное прекращение по согласованию с Правлением Фонда согласно перечню, утвержденному Правлением Фонда, полномочий руководителей исполнительных органов юридических лиц, все голосующие акции (доли участия) которых прямо или косвенно принадлежат КМГ (в рамках группы Фонда), с последующим досрочным прекращением трудовых отношений с ними в установленном порядке;
 - принятие решения об участии общества в создании или деятельности иных юридических лиц либо выходе из состава участников (акционеров) иных юридических лиц путем передачи (получения) части или нескольких частей активов, в сумме составляющих 25% и более процентов от всех принадлежащих обществу активов;
 - введение и аннулирование «золотой акции»;
 - избрание и досрочное прекращение полномочий наблюдательного совета товарищества и (или) ревизионной комиссии (ревизора) товарищества, а также утверждение отчетов и заключений ревизионной комиссии (ревизора) товарищества;
 - решение об участии товарищества в иных хозяйственных товариществах, а также в некоммерческих организациях;
 - решение о залоге всего имущества товарищества;
 - принятие решения о передаче товарищества или его имущества в доверительное управление и определение условий такой передачи;
 - решение о внесении дополнительных взносов в имущество товарищества в соответствии со статьей 39 Закона Республики Казахстан «О товариществах с ограниченной и дополнительной ответственностью»;
 - решение о реорганизации или ликвидации товарищества;
- 31) утверждение документа, регламентирующего вопросы управления активами КМГ юридических лиц, акциями (долями участия) которых прямо или косвенно владеет КМГ (включая, но не ограничиваясь, вопросы реструктуризации, реорганизации, ликвидации, приобретения и/или отчуждения, передачи в доверительное управление, наложение/создания обременений и др), мониторинг ее реализации, а также пересмотр указанного документа на периодической основе;
- 32) выработка политики в отношении назначения должностных лиц в юридических лицах, акциями (долями) участия которых прямо или косвенно владеет КМГ;
- 33) мониторинг развития корпоративного управления в группе КМГ;
- 34) утверждение ключевых показателей деятельности КМГ, их пороговых, целевых значений и значений вызова, а также осуществление мониторинга достижения пороговых, целевых значений или значений вызова ключевых показателей деятельности КМГ;

-
- 35) иные вопросы, предусмотренные законодательными актами Республики Казахстан или Уставом, не относящиеся к исключительной компетенции Единственного акционера, в том числе вопросы, отнесенные к компетенции Совета директоров КМГ, документации, утвержденными Советом директоров КМГ или фондом.

К компетенции Правления относятся следующие вопросы:

- 1) принимает решения о заключении КМГ сделок, исключением сделок, отнесенных Законодательством и/или Уставом к компетенции иных органов КМГ, председателя Правления КМГ;
- 2) принимает в порядке, определенном Фондом, решения о заключении сделок, в совершении которых КМГ имеет заинтересованность, с юридическими лицами, входящими в группу Фонда в соответствии с Законом Республики Казахстан «О Фонде национального благосостояния»;
- 3) принимает решения об увеличении обязательств КМГ на величину, составляющую 1% и более процентов от размера его собственного капитала;
- 4) выносит на рассмотрение Совета директоров, в соответствии с их компетенцией, предложения об участии КМГ в создании других организаций, а также отчуждении долей и акций, приобретенных на основании решений Единственного акционера или Совета директоров;
- 5) принимает решения о приобретении или отчуждении КМГ до 10% процентов акций (долей участия в уставном капитале) других юридических лиц;
- 6) принимает решения по вопросам деятельности, относящимся к исключительной компетенции общего собрания акционеров (участников) юридического лица, акции (доля участия в уставном капитале) которого принадлежат КМГ, за исключением вопросов, отнесенных Уставом к исключительной компетенции Совета директоров КМГ;
- 7) одобряет годовую финансовую отчетность КМГ;
- 8) определяет размер оплаты услуг оценщика по оценке рыночной стоимости имущества, переданного в оплату акций КМГ либо являющегося предметом крупной сделки;
- 9) вносит предложения Совету директоров о создании и закрытии филиалов, представительств КМГ за пределами Республики Казахстан;
- 10) принимает решения о создании и закрытии филиалов и представительств КМГ на территории Республики Казахстан, а также утверждает положения о них;
- 11) координирует работу филиалов и представительств, а также дочерних организаций и зависимых обществ;
- 12) утверждает штатное расписание в пределах общей численности работников с учетом структуры центрального аппарата КМГ, утвержденных Советом директоров, а также утверждает общую численность, структуру и штатное расписание филиалов и представительств;
- 13) утверждает правила оплаты труда, схемы должностных окладов и правила оказания социальной поддержки работников КМГ с учетом политики Единственного акционера (за исключением членов Правления КМГ, работников Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря);
- 14) издает решения и дает указания, обязательные для исполнения всеми работниками КМГ;
- 15) утверждает документы, принимаемые в целях организации деятельности КМГ, не входящие в перечень документов, утверждаемых Советом директоров КМГ;
- 16) утверждает типовые документы для дочерних и зависимых организаций;
- 17) принимает решения по производственным вопросам внутренней деятельности КМГ;
- 18) в установленном порядке принимает решение об оказании КМГ спонсорской (благотворительной) помощи;
- 19) определяет порядок взаимодействия структурных подразделений при осуществлении КМГ прав акционера (участника);
- 20) разрабатывает, одобряет и представляет в Совет директоров проекты стратегии развития, плана развития КМГ;

-
- 21) осуществляет реализацию стратегии развития, плана развития КМГ, несет ответственность за их исполнение, а также ежегодно представляет Совету директоров отчеты о реализации стратегии развития и плана развития КМГ;
 - 22) утверждает порядок разработки Бюджета КМГ, Бюджет КМГ и несет ответственность за его исполнение;
 - 23) организует бухгалтерский учет в КМГ, устанавливает нормы амортизации, но не выше предельных норм, установленных Законодательством;
 - 24) представляет Единственному акционеру прогнозные показатели размера дивидендов по акциям КМГ до 20 марта года, предшествующего планируемому;
 - 25) вносит проект годового отчета КМГ на предварительное утверждение Советом директоров;
 - 26) обеспечивает разработку и представление на утверждение Совета директоров учетной политики и налоговой учетной политики КМГ;
 - 27) утверждает внутренние документы по управлению рисками, за исключением внутренних документов, утверждаемых Советом директоров КМГ;
 - 28) несет ответственность за соблюдение уровня риск-аппетита и эффективное функционирование систем внутреннего контроля и управления рисками в КМГ;
 - 29) своевременно уведомляет Совет директоров о состоянии ключевых рисков КМГ;
 - 30) осуществляет мониторинг исполнения решений Совета директоров, Единственного акционера КМГ, рекомендаций аудиторской организации, осуществляющей аудит годовой финансовой отчетности КМГ, а также рекомендации Службы внутреннего аудита;
 - 31) организует работу по выявлению причин и условий, порождающих неправомерные действия в отношении собственности КМГ;
 - 32) в порядке установленном Уставом КМГ, представляет Единственному акционеру информацию о деятельности КМГ;
 - 33) принимает решения по вопросам, касающимся обучения работников КМГ;
 - 34) подготавливает для рассмотрения Единственным акционером документы по вопросам, принятие решений по которым отнесено к его компетенции;
 - 35) определяет информацию о КМГ или его деятельности, составляющую служебную, коммерческую или иную охраняемую Законодательством тайну;
 - 36) в случае необходимости создает и упраздняет комитеты при Правлении КМГ по бизнес-направлениям и утверждает положения о них;
 - 37) предварительно одобряет внутренние документы, утверждение которых отнесено к компетенции Совета директоров КМГ и Единственного акционера КМГ;
 - 38) предварительно одобряет работу по совместительству членами Правления КМГ в других организациях;
 - 39) обеспечивает соответствие деятельности КМГ Законодательству;
 - 40) разрабатывает предложения по общей численности работников, структуре центрального аппарата КМГ;
 - 41) утверждает Правила разработки, согласования, утверждения, исполнения, корректировки и мониторинга исполнения Планов развития дочерних организаций КМГ;
 - 42) принимает решения по иным вопросам обеспечения деятельности КМГ, не относящимся к исключительной компетенции Единственного акционера и Совета директоров КМГ.

Состав Совета директоров Эмитента

№	ФИО	Год рождения	Должности, занимаемые за последние три года, в том числе по совместительству	Количество принадлежащих акций Эмитента	Количество принадлежащих акций (долей участия) в дочерних компаниях
1	Фрэнк Куйлаарс	1958г	Председатель Совета директоров, независимый директор, председатель комитета по аудиту и комитета по вознаграждениям. Является независимым директором Народного банка Казахстана и управляющим директором Eureka (Энергетика) Ventures B.V.	0	0
2	Мынбаев Сауат Мухаметбаевич	1962г	Председатель Правления АО НК «КазМунайГаз», член Совета директоров КМГ.	0	0
3	Лэйн Питер	1946г	Независимый директор, председатель комитета по назначениям. Является председателем Правления компании «Strathearn Capital Ltd»	0	0
4	Кристофер Джон Уолтон	1957г	Независимый директор, является председателем комитета по аудиту казахстанской национальной железнодорожной компании «Казахстан Темир Жолы».	0	0
5	Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич	1959г	Независимый директор, является Независимым директором АО НК Актауский Международный Морской Торговый Порт и членом Наблюдательного совета ТОО Самрук-Казына Инвест.	0	0
6.	Ердебай Даурен Иманжанулы	1977г	Член Совета директоров, представляет акционера Компании – АО «Самрук-Казына». Занимает должность	0	0

№	ФИО	Год рождения	Должности, занимаемые за последние три года, в том числе по совместительству	Количество принадлежащих акций Эмитента	Количество принадлежащих акций (долей участия) в дочерних компаниях
			заместителя председателя Правления «Самрук-Казына»		
7	Нурлан Кусаинович Рахметов	1965г	Член Совета директоров, представляет акционера Компании – АО «Самрук-Казына».	0	0

Члены Совета директоров, за исключением независимых директоров не получают вознаграждение. Члены Совета директоров, которые являются независимыми директорами, получают фиксированное годовое вознаграждение в размере 100 000 долларов США, а также вознаграждение за участие в заседаниях комитетов Совета директоров в качестве члена комитета в размере 1000 долларов США и 2000 долларов США в качестве Председателя. Вознаграждения членам СД эмитента за последний завершённый 2014 год составили 13 755,8 тыс. тенге и 446,1 тыс. долларов США нерезидентам РК, за первый квартал 2015 года 5 709 тыс. тенге и 186,2 тыс. долларов США нерезидентам РК.

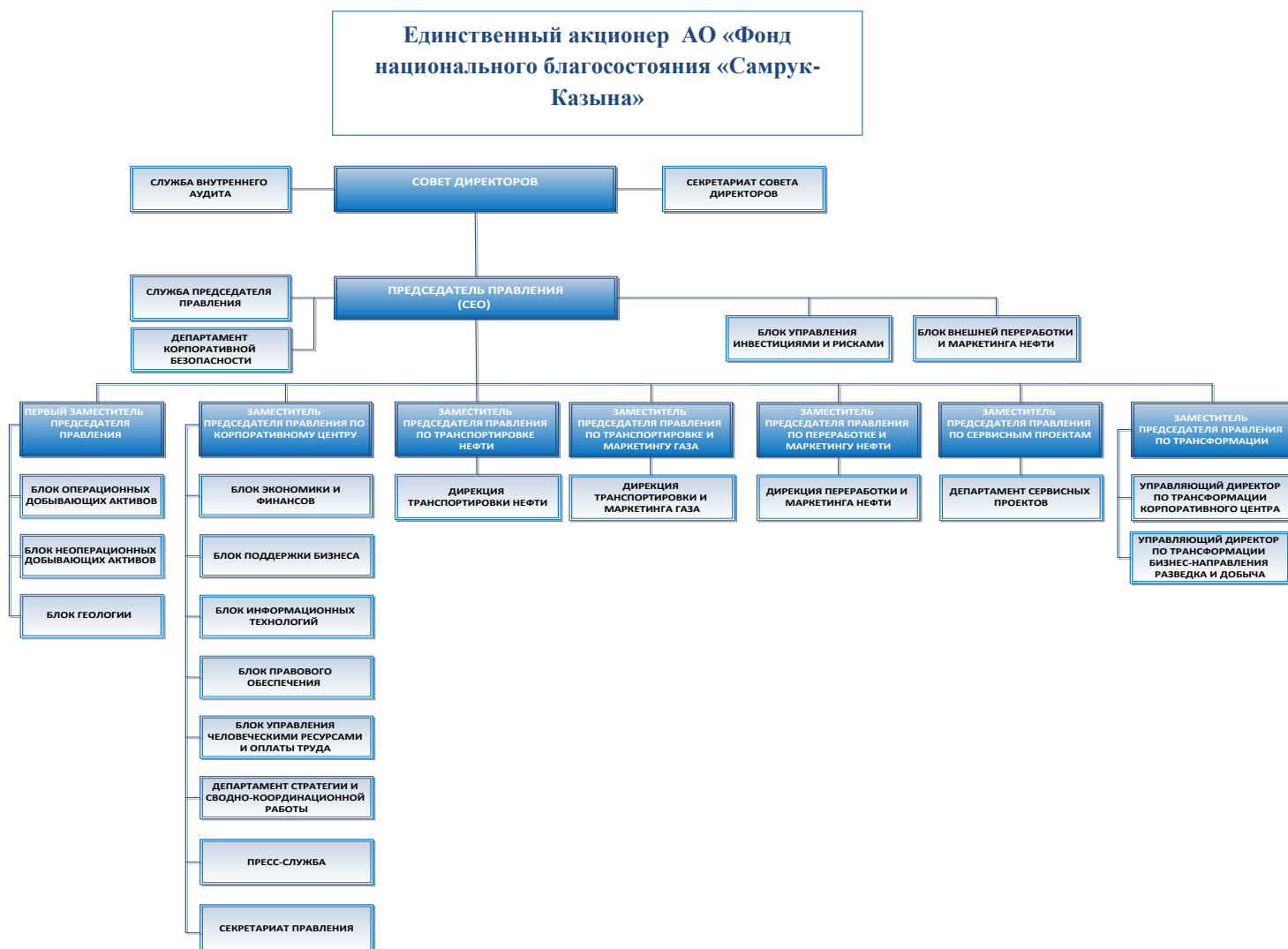
Исполнительный орган Эмитента

№	ФИО	Год рождения	Должности, занимаемые за последние три года, в том числе по совместительству	Количество принадлежащих акций Эмитента	Количество принадлежащих акций (долей участия) в дочерних компаниях
1	Мынбаев Сауат Мухаметбаевич	1962г	Председатель Правления АО НК «КазМунайГаз»	0	0
2	Кристофер Хопкинсон	1967г	Первый заместитель председателя Правления	0	0
3	Берлибаев Данияр Амирбаевич	1968г	Заместитель председателя Правления по корпоративному центру	0	0
4	Шманов Нуртас	1956г	Заместитель председателя Правления по сервисным проектам	0	0
5	Тиесов Данияр	1970г	Заместитель председателя Правления по переработке и нефтехимии	0	0
6	Касымбек Ардак Махмудулы	1977г	Управляющий директор по экономике и финансам	0	0

№	ФИО	Год рождения	Должности, занимаемые за последние три года, в том числе по совместительству	Количество принадлежащих акций Эмитента	Количество принадлежащих акций (долей участия) в дочерних компаниях
7	Бимагамбетов Тимур Мустахиевич	1954г	Заместитель председателя Правления по морским и отдельным нефтесервисным проектам	0	0
8	Досмухамбетов Махамбет Джолдасгалиевич	1960г	Заместитель председателя Правления по крупным проектам	0	0
9	Кабылдин Кайргельды Максutowич	1953г	Заместитель председателя Правления по транспортировке нефти	0	0
10	Шарипбаев Кайрат	1963г	Заместитель председателя Правления по транспортировке и маркетингу газа	0	0

Вознаграждения и бонусы членам Исполнительного органа эмитента за последний завершённый 2014 год составили 232 302 тыс. тенге.

Организационная структура Эмитента



Количество работников эмитента по состоянию на 01.04.2015:

Головной офис	410
Филиал АО "НК "КазМунайГаз" в г.Ашхабад, Туркменистан	1
Представительство АО "НК "КазМунайГаз" в г. Москве, РФ	10
Всего	421 человек

Среднесписочная численность работников эмитента, включая работников его филиалов и представительств, 410 человек.

Головной офис	410
Филиал АО "НК "КазМунайГаз" в г.Ашхабад, Туркменистан	2
Представительство АО "НК "КазМунайГаз" в г. Москве, РФ	12
Всего	424

Сведения о руководителях ключевых подразделений

Наименование структурного подразделения	Наименование должности руководителя	Ф.И.О.
Секретариат Правления	Заведующий секретариатом Правления	Черепанов Александр Михайлович
Секретариат Совета директоров	Корпоративный секретарь	Шарипов Дамир Валерьевич
Департамент корпоративной безопасности	Руководитель службы	Утембаева Айжан Нуралиевна
Департамент управления рисками	Директор	Джанасаев Булат Бахитжанович
Департамент управления рисками	Директор	Жаймин Эльдар Алмазович
Департамент управления инвестициями	Директор	Шаненова Айнур Келтировна
Дирекция транспортировки нефти	Директор	Дюсембаева Алтынтан Бахытовна
Дирекция переработки и маркетинга нефти	Директор	Ныгмет Рүстем Гинаятollaулы
Дирекция транспортировки и маркетинга газа	Директор	Килибаев Абдулхасан Садуакасович
Департамент ТШО	Директор	Султанов Орын Муратулы
Департамент неоперационных добывающих активов	Директор	Шафихов Нурболат Шафихович
Департамент внешней переработки и маркетинга нефти	Директор	Головин Алексей Владимирович
Департамент геологии и геофизики	Заместитель директора	Коньсов Нурлан Канатович
Департамент технической оценки	Директор	Уразалиева Жанна Абатовна
Департамент развития разведочных проектов	Директор	Назаралы Жақсылық Күзембайұлы
Департамент по обустройству морских проектов	Директор	Халелов Тарас Бариевич
Департамент по управлению морскими проектами	Директор	Дарбаев Армад Амангельдиевич
Департамент по управлению отдельными нефтесервисными проектами	Директор	Телекусов Орынғали Умирзакович
Департамент по производству	Директор	Сахиев Жумамурат Уздембаевич
Департамент по оптимизации производства	Заместитель директора	Утежанова Камаргул Талгатовна
Департамент по развитию производства	Заместитель директора	Тасмуханова Гульнара Ерсайиновна
Департамент охраны труда и окружающей среды	Управляющий директор по охране труда и окружающей среды - Директор департамента	Spinelli Anthony Vincent
Департамент по бурению и обслуживанию месторождений	Директор	Абдигалиев Мурат Беркинбаевич

Наименование структурного подразделения	Наименование должности руководителя	Ф.И.О.
Департамент стратегии и сводно-координационной работы	Директор	Садвакасов Дармен Канатович
Департамент правового обеспечения	Директор	Залевская Виктория Владимировна
Департамент международных контрактов	Директор	Мукушов Ардак Жумагулович
Департамент корпоративного финансирования	Директор	Бекназарова Айгуль Жаксыкуловна
Департамент бюджетного и налогового планирования	Директор	Есенеев Мейрам Алиакпарович
Департамент управления активами	Директор	Танатарова Шара Бакытжановна
Бухгалтерия	Главный бухгалтер	Валентинова Наталка Сергеевна
Департамент управления человеческими ресурсами и оплаты труда	Директор	Рахимбергенов Еркин Магауович
Департамент информационных технологий	Управляющий директор по информационным технологиям - директор департамента	Балыкбаев Кайрат Такирович
Административный департамент	Директор	Кусаинов Алибай Агибаевич
Департамент документационного обеспечения	Директор	Бегасилова Алмаш Сайлауовна
Пресс-служба	Руководитель	Нуркасимов Абзал Кусмильянович
Департамент организации закупок и местного содержания	Директор	Исаев Бахтияр Орынбасарович
Департамент сервисных проектов	Директор	Кобжанов Марат Орсакович

Акционеры (участники) Эмитента по состоянию на 01.06.2015г.

Полное/сокращенное наименование, организационно-правовая форма	Юридический/фактический адреса	Конечный бенефициар	Количество принадлежащих акций	Доля принадлежащих акций
АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Казын"	Республика Казахстан 010000, город Астана, Юридический: ул. Кабанбай батыра, 23 Фактический: ул. Кунаева, 8, Блок Б	Республика Казахстан в лице Комитета государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан	584 207 465	100%
Итого				100%

«Самрук-Казына» на 100% принадлежит государству и является национальной холдинговой компанией по управлению практически всеми государственными предприятиями. «Самрук-

Казына» было учреждено в 2008 г. в соответствии с Указом Президента № 669 от 13 октября 2008 г. и Постановлением Правительства № 962 от 17 октября 2008 г. путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «Фонд устойчивого развития «Казына». «Самрук-Казына» - акционерное общество, держателем акций которого является Комитет государственного имущества и приватизации Министерства финансов от имени Республики Казахстан. В конце 2008 г. 100% акций Компании были переданы «Самрук-Казына». Главная задача «Самрук-Казына» - управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лица на мировых рынках. Несмотря на то, что время от времени в прессе появляются заявления касательно проведения возможного первоначального публичного предложения компанией «Самрук-Казына» миноритарной доли в КМГ, Компания понимает, что какие-либо планы в отношении проведения подобной продажи в ближайшем будущем отсутствуют. Компания продолжает считать, что она имеет значительную поддержку со стороны Правительства, которое исторически оказывало содействие Компании путем предоставления финансирования и стратегической поддержки и иным образом играло важную роль в расширении операционной деятельности Компании, ее запасов, уровня производства, а также сетей транспортировки и переработки. Руководство деятельностью «Самрук-Казына» осуществляется согласно общим принципам корпоративного управления, которые применяются ко всем акционерным обществам в Республике Казахстан. Соответственно, структура корпоративного управления «Самрук-Казына» следующая: Правительство как единственный акционер представляет собой высший руководящий орган, совет директоров представляет собой орган управления, а правление представляет собой исполнительный орган. Члены совета директоров Самрук-Казына назначаются Правительством. Среди его членов, помимо прочих: Министр финансов, Министр экономики и бюджетного планирования, независимые директора и председатель Правления Самрук-Казына. Более того, председателем совета директоров является Премьер-министр Республики Казахстан. Юридический адрес АО Самрук-Казына: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 23, тел.: +7 7172 790 486.

Сведения об аффилированных юридических лицах по состоянию на 01.04.2015г. приведены в Приложении №1

Сведения о смене акционеров

За последние три года не проходили изменения в составе акционеров.

Результаты финансово-хозяйственной деятельности данных организаций приведены ниже:

Тыс. тенге (если не указано иное)

Наименование	Доля собственности	Итого активы	Итого обязательства	Чистые активы/ обязательства	Выручка	Прибыль за 2014 г	Дата
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	63,21%	1 491 950 000	150 894 000	1 341 056 000	116 732 000	1 582 000	31.03.2015
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	958 524 781	397 293 072	561 231 709	93 865 876	-3 210 251	31.03.2015
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации («КТО»)	90%	490 599 478	106 633 162	383 966 316	53 246 142	22 318 856	31.03.2015
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	874 417 064	457 218 047	417 199 017	63 248 371	1 407 865	31.03.2015

АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	54 270 986	55 689 303	-1 418 317	-	-901 462	31.03.2015
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	65 382 709	7 362 354	58 020 355	1 779 326	50 165	31.03.2015
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	3 171 971 360	1 040 994 815	2 130 976 545	343 431 139	-11 609 958	31.03.2015
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	32 521	-	32 521	-	-	31.03.2015
ТОО «KMG Systems and Services» (прежде KMG Transcaspian LLP)	100,00%	17 287 386	518 572	16 768 814	1 055 796	580 830	31.03.2015
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	59 881 036	3 249 432	56 631 604	-	388 852	31.03.2015
ТОО "КМГ Карачаганак"	100,00 %	431 795 352	17 492 500	414 302 852	15 672 243	3 144 050	31.03.2015
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	43 009 386	22 112 984	20 896 402	4 246 540	763 017	31.03.2015
ТОО «Актаунефтесервис»	100,00%	41 301 209	23 455 816	17 845 393	13 753 165	-8 020 558	31.03.2015
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	63,21%	1 483 848 000	144 732 000	1 339 116 000	845 770 000	47 038 000	31.12.2014
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	945 797 132	383 353 923	562 443 209	328 972 045	-20 167 819	31.12.2014
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации («КТО»)	90%	471 986 604	110 037 795	361 948 809	206 637 113	55 348 021	31.12.2014
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	855 384 154	439 661 213	415 722 941	416 923 410	19 125 259	31.12.2014
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	53 829 465	54 346 320	-516 855	-	-8 501 102	31.12.2014
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	67 978 552	8 894 572	59 083 980	7 724 086	-719 315	31.12.2014
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	3 209 376 184	1 052 458 724	2 156 917 461	2 148 961 510	-25 191 204	31.12.2014
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	32 521	-	32 521	-	-	31.12.2014
ТОО «KMG Systems and Services» (прежде KMG Transcaspian LLP)	100,00%	16 551 902	363 918	16 187 984	3 537 685	1 881 940	31.12.2014
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	58 383 729	3 142 802	55 240 927	-	1 052 204	31.12.2014
ТОО "КМГ Карачаганак"	100,00 %	421 758 409	16 538 780	405 219 629	104 595 712	34 407 705	31.12.2014

АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	42 079 470	21 957 907	20 121 563	20 602 336	2 055 853	31.12.2014
ТОО «Актаунефтесервис»	100,00%	48 310 741	22 533 605	25 777 136	81 753 639	-9 503 646	31.12.2014
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	63,22%	1 595 506 000	221 731 000	1 373 775 000	816 712 000	141 829 000	31.12.2013
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	682 313 312	245 676 447	436 636 865	288 317 189	50 453 344	31.12.2013
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации («КТО»)	90%	442 701 536	98 179 790	344 521 746	196 366 805	83 489 842	31.12.2013
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	666 453 078	277 704 573	388 748 505	972 349 375	27 314 071	31.12.2013
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	53 754 655	47 484 108	6 270 547	-	-2 149 931	31.12.2013
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	74 633 814	26 866 505	47 767 309	6 225 486	19 105	31.12.2013
«Cooperative KazMunaiGaz РКІ U.A.» и дочерние организации	100,00%	1 166 850 719	569 139 217	597 711 502	1 700 881 706	69 775 159	31.12.2013
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	32 521	-	32 521	-	-	31.12.2013
ТОО «KMG Systems and Services» (прежде KMG Transcaspien LLP)	100,00%	14 380 920	74 876	14 306 044	832 891	28 152	31.12.2013
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	48 149 515	2 517 053	45 632 462	-	900 001	31.12.2013
ТОО "КМГ Карачаганак"	100,00%	392 204, 903	35 722 ,619	356 482 ,284	108 410 ,576	47 908, 269	31.12.2013
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	37 878 196	19 910 752	17 967 444	18 018 570	-921 492	31.12.2013
ТОО «Актаунефтесервис»	100,00%	50 244 801	15 763 860	34 480 941	64 632 028	-3 191 067	31.12.2013
ЧКОО "КМГ Кашаган Б.В."	100,00%	1 623 358 775	426 035 952	1 197 322 823	-	-16 514 472	31.12.2013
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	63,21%	1 564 101 000	226 331 000	1 337 770 000	797 170 000	160 823 000	31.12.2012
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	593 049 511	208 897 596	384 151 915	261 532 684	28 238 323	31.12.2012
АО «КазТрансОйл» и дочерние организации («КТО»)	90%	374 102 734	83 808 685	290 294 049	143 061 325	42 867 404	31.12.2012
АО «КазМунайГаз» переработка и маркетинг» и дочерние организации	100,00%	622 423 439	254 883 137	367 540 302	1 294 292 799	14 391 458	31.12.2012

АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	50 396 876	44 821 724	5 575 152	-	-2 744 475	31.12.2012
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	68 958 291	15 061 590	53 896 701	4 850 562	-707 116	31.12.2012
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	1 144 053 092	610 714 406	533 338 686	1 380 815 411	-41 227 554	31.12.2012
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	32 521	-	32 521	-	-	31.12.2012
ТОО «KMG Systems and Services» (прежде KMG Transcaspian LLP)	100,00%	784 409	43 579	740 830	-	-153 748	31.12.2012
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	42 837 595	9 032 642	33 804, 952	-	648 032	31.12.2012
ТОО "КМГ Карачаганак"	100,00%	360 111, 618	30 170, 871	329 940, 747	56 481, 314	24 639, 588	31.12.2012
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	39 058 204	20 197 476	18 860 728	21 408 420	-797 922	31.12.2012
ТОО «Актаунефтесервис»	100,00%	49 315 689	11 643 681	37 672 008	62 631 447	2 496 849	31.12.2012
ЧКОО "КМГ Кашаган Б.В."	100,00%	1 489 270 048	411 646 520	1 077 623 528	-	-15 529 210	31.12.2012

Сведения об участии в группах, холдингах, концернах, ассоциациях

дата вступления	наименование организации	место нахождения
2 ноября 2005 года	Объединение юридических лиц «Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY»	010000, Республика Казахстан, г. Астана, проспект Кабанбай батыра, 19, блок В-15
11 мая 2010 года	Объединение юридических лиц «Союз машиностроителей Казахстана»	010000, Республика Казахстан, г. Астана, ул. Аксай 1 (Бетонная 1)
15 февраля 2013 года	Казахстанская ассоциация сварки «KazWeld»	Республика Казахстан, г. Астана, ул. Иманбаева 7В, 2 этаж

БАНКИ, КОНСУЛЬТАНТЫ И АУДИТОРЫ ЭМИТЕНТА

Сведения о банках Эмитента

Наименование Банка	АО «Народный сберегательный банк Казахстана»
Юридический адрес	Республика Казахстан, 050008, г. Алматы, пр. Абая, 109в;
Фактический адрес	Республика Казахстан, 050008, г. Алматы, пр. Абая, 109в;
Первый руководитель	Председатель Правления Шаяхметова Умут Болатхановна
Виды оказываемых услуг Эмитенту	предоставление банковских займов

Наименование Банка	АО «Евразийский банк»
Юридический адрес	Республика Казахстан, 050002, г. Алматы, ул. Кунаева, 56
Фактический адрес	Республика Казахстан, 050002, г. Алматы, ул. Кунаева, 56
Первый руководитель	Председатель Правления Эгглтон Майкл Джеймс
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО "ForteBank"
Юридический адрес	050044, г. Алматы, ул. Жибек Жолы, 50
Фактический адрес	050044, г. Алматы, ул. Жибек Жолы, 50
Первый руководитель	Булат Утемурастов
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО ДБ АЛЬФА-БАНК
Юридический адрес	050012, г. Алматы, ул. Масанчи, 57 а
Фактический адрес	050012, г. Алматы, ул. Масанчи, 57 а
Первый руководитель	Смирнов Данила Федорович
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО АТФ
Юридический адрес	050000, г. Алматы, ул. Фурманова, 100
Фактический адрес	050000, г. Алматы, ул. Фурманова, 100
Первый руководитель	Энтони Эспина
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО БАНК ЦЕНТМКРЕДИТ
Юридический адрес	010000, г. Астана, пр. Женис, 29
Фактический адрес	010000, г. Астана, пр. Женис, 29
Первый руководитель	Ли Владислав Сединович
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО КАЗКОМММЕРЦБАНК
Юридический адрес	050060, г. Алматы, пр. Гагарина, 135ж
Фактический адрес	050060, г. Алматы, пр. Гагарина, 135ж
Первый руководитель	Ауэзов Магжан Муратович

Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов
---------------------------------	--

Наименование Банка	АО Нурбанк
Юридический адрес	050004, г. Алматы, пр. Абылай хана, 51-53
Фактический адрес	050004, г. Алматы, пр. Абылай хана, 51-53
Первый руководитель	Орынбаев Кантар Бекаралович
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО Цеснабанк
Юридический адрес	010000, г. Астана, пр. Женис, 29
Фактический адрес	010000, г. Астана, пр. Женис, 29
Первый руководитель	Жаксыбек Дәурен Әділбекұлы
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО "Банк "Bank RBK"
Юридический адрес	050012, г. Алматы, ул. Ади Шарипова, 84
Фактический адрес	050012, г. Алматы, ул. Ади Шарипова, 84
Первый руководитель	Жакубаева Марпу Каримовна
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	АО "Ситибанк"
Юридический адрес	399 Park Avenue New York, NY 10043 U.S.A.
Фактический адрес	399 Park Avenue New York, NY 10043 U.S.A.
Первый руководитель	Barbara J. Desoer
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	Deutsche Bank
Юридический адрес	Taunusanlage 12 60325 FRANKFURT AM MAIN GERMAN
Фактический адрес	Taunusanlage 12 60325 FRANKFURT AM MAIN GERMAN
Первый руководитель	Juergen Fitschen
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	BNP Paribas
Юридический адрес	16 Boulevard des Italiens Paris, France
Фактический адрес	16 Boulevard des Italiens Paris, France
Первый руководитель	Jean-Laurent Bonnafé
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	ING Bank
---------------------------	-----------------

Юридический адрес	Amsterdamse Poort Bijlmerplein 888 1102 MG Amsterdam The Netherlands
Фактический адрес	Amsterdamse Poort Bijlmerplein 888 1102 MG Amsterdam The Netherlands
Первый руководитель	Ralph Hamers
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	HSBC
Юридический адрес	8 Canada Square, London E14 5HQ, United Kingdom
Фактический адрес	8 Canada Square, London E14 5HQ, United Kingdom
Первый руководитель	Stuart Gulliver
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	Credit Suisse
Юридический адрес	Paradeplatz 8 CH-8001 Zurich Switzerland
Фактический адрес	Paradeplatz 8 CH-8001 Zurich Switzerland
Первый руководитель	Bready Dougan
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Наименование Банка	RBS
Юридический адрес	36 St Andrew Square, Edinburgh, United Kingdom
Фактический адрес	36 St Andrew Square, Edinburgh, United Kingdom
Первый руководитель	Ross Maxwell McEwan
Виды оказываемых услуг Эмитенту	Расчетно-кассовое обслуживание, предоставление банковских займов и депозитов

Сведения о консультантах Эмитента, которые принимают участие в подготовке документов эмитента для целей прохождения процедуры листинга данных ценных бумаг

Полное наименование	Акционерное общество "SB Invest»
Сокращенное наименование	АО "SB Invest»
Вид оказываемых услуг	Услуги финансового консультанта
Сведения о лицензии	Лицензия на осуществление деятельности на рынке ценных бумаг № 4.2.192/113 от 21 октября 2014 года
Первый руководитель	Председатель Правления Айнабаева Шолпан Рахманкуловна
Юридический адрес	Республика Казахстан, 050059, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 5, бизнес-центр "Нурлы-Тау", блок 1а, офис 201
Фактический адрес	Республика Казахстан, 050059, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 5, бизнес-центр "Нурлы-Тау", блок 1а, офис 201

Прочие консультанты

Полное наименование	Акционерным обществом «Дочерняя организация Народного Банка Казахстана «Halyk Finance», АО «VISOR Capital»
Сокращенное наименование	АО «Halyk Finance»

Вид оказываемых услуг	Услуги андеррайтера
Сведения о лицензии	Лицензия на осуществление деятельности на рынке ценных бумаг № 4.2.92/28
Первый руководитель	Председатель Правления Абжанов А.
Юридический адрес	050059, г. Алматы, проспект Аль-Фараби 19/1 Бизнес Центр «Нурлы-Тау», Блок 3Б, 6-этаж,
Фактический адрес	050059, г. Алматы, проспект Аль-Фараби 19/1 Бизнес Центр «Нурлы-Тау», Блок 3Б, 6-этаж,

Полное наименование	АО «VISOR Capital»
Сокращенное наименование	АО «VISOR Capital»
Вид оказываемых услуг	Услуги андеррайтера
Сведения о лицензии	Лицензия № 0401201181 от 10.03.2006
Первый руководитель	Председателя Правления Гавиао Джуниор Жозе Луиз
Юридический адрес	г. Алматы, проспект Аль-Фараби 77/7 «Есентай Тауер», 12-этаж
Фактический адрес	г. Алматы, проспект Аль-Фараби 77/7 «Есентай Тауер», 12-этаж

Полное наименование	«UBS AG» представленный Лондонским филиалом «UBS AG»
Сокращенное наименование	
Вид оказываемых услуг	Консультационные услуги инвестиционного банка
Первый руководитель	Председателя Правления Серджио Эрмотти
Юридический адрес	1 Finsbury Avenue, London EC2M 2PP
Фактический адрес	1 Finsbury Avenue, London EC2M 2PP

Полное наименование	ТОО «SB Capital»
Сокращенное наименование	ТОО «SB Capital»
Вид оказываемых услуг	Консультационные услуги
Первый руководитель	Иришев Азамат Берлинович
Юридический адрес	050059,г.Алматы, пр. Аль Фараби, 5/1, Блок 1А, ПФЦ «Нурлы Тау», 3 этаж, офис 302
Фактический адрес	050059,г.Алматы, пр. Аль Фараби, 5/1, Блок 1А, ПФЦ «Нурлы Тау», 3 этаж, офис 302

Сведения об аудиторских организациях, проводивших аудит финансовой отчетности Эмитента

Полное наименование	ТОО «Эрнст энд Янг» (Ernst & Young)
Первый руководитель	Партнер Пол Кон
Адрес	Esentai Tower 77/7, Аль-Фараби 050060 Almaty phone: +7 727 258 5960 fax: +7 727 258 5961 almaty@kz.ey.com
Информация о членстве в какой-либо международной аудиторской сети и/или профессиональной аудиторской организации, осуществляющей свою деятельность в соответствии с законодательством государства ее регистрации.	Является членом Профессиональной аудиторской организации "Палата аудиторов Республики Казахстана" с 11.01.06г.
Аудиторская организация, которая будет проводить аудит финансовой отчетности в течение следующих трех лет	В соответствии с Законом РК «Об акционерных обществах», определение аудиторской организации осуществляющей аудит Эмитента относится к исключительной компетенции общего собрания акционеров.

ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Информация, представленная в настоящем разделе меморандума, получена из общедоступных документов и публикаций. Мнения различных источников в отношении представленной информации могут не совпадать.

Введение

Нефтегазовая отрасль имеет стратегическое значение для Республики Казахстан, поскольку является основным источником экспортных поступлений и резервов, бюджетных платежей и будущих прямых иностранных инвестиций. В 2013г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 18% валового национального продукта и 84,4% экспортных поступлений страны.

В советский период Казахстан был крупным поставщиком сырья. Страна обладает значительными, в большей степени неразведанными запасами нефти, природного газа и других полезных ископаемых. Каспийский регион включает в себя территории стран (в том числе России и Ирана), которые прилегают к Каспийскому морю. Часть территории Узбекистана также относится к Каспийскому региону благодаря своей близости к Каспийскому морю. На сегодняшний день самыми крупными нефтедобывающими странами в Каспийском регионе являлись Казахстан и Азербайджан. Ожидается, что в ближайшем будущем эти страны сохранят лидирующее положение в области нефтедобычи, что связано с ростом добычи на существующих месторождениях и разработкой недавно открытых месторождений. Туркменистан и Узбекистан являются основными производителями газа в Каспийском регионе, но они добывают меньше сырой нефти, чем Казахстан и Азербайджан. Кроме того, территории России и Ирана, расположенные возле Каспийского моря, не являются крупными источниками добычи сырой нефти для этих стран. Россия, однако, играет важную роль в данном регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским и Черным морями. В планы Правительства входит сохранение позиций Казахстана в качестве крупнейшего в СНГ объекта для прямых иностранных инвестиций.

Классификация запасов

В Казахстане используется собственная система классификации запасов нефти и газа, основанная на действующей в бывшем Советском Союзе системе и утвержденная МЭМР 27 октября 2005 г., далее именуемая в настоящем меморандуме - Казахстанская методика. При подсчете своих запасов Компания использует Казахстанскую методику, основное отличие которой от методик, применяемых в других странах мира, состоит в том, что оценка запасов осуществляется не на рентабельности извлечения нефтяных запасов. Соответственно, по данной методике, заявленные запасы не всегда соответствуют промышленным запасам и результатам подсчета запасов, выполняемых по различным методикам, и поэтому не могут быть точно приведены в соответствие.

Система классификации по Казахстанской методике основана на степени освоенности запасов месторождения. Все скопления углеводородов в месторождении группируются вместе. После начала разработки месторождения все скопления в таком месторождении классифицируются как разрабатываемые запасы. Каждое месторождение обладает запасами двух подгрупп - рентабельные и нерентабельные запасы.

К рентабельным (или извлекаемым) запасам относятся запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании существующих технологий и техники. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения. По степени разведанностиTM запасы также делятся на доказанные (категории А, В, С1) и предварительно оцененные (неразведанные) (категории С2). В доказанных далее выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1) запасы.

Запасы, которые на текущий момент не относятся к промышленным, классифицируются как «ресурсы». Все численные данные, содержащиеся в настоящем меморандуме, относятся только к запасам категорий А, В и С1 (далее - запасы категорий А+В+С1). Сведения по ресурсам в меморандум не включены.

В таблице ниже приведено подробное описание каждой категории запасов, используемой в Казахстанской методике:

Категория А Запасы категории А, которые относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с утвержденным проектом разработки нефтяного или газового месторождения. Данные запасы изучены достаточно подробно, чтобы комплексно определить тип, форму и размеры залежи, степень насыщенности углеводородами, тип коллекторов, характер изменений характеристик коллектора, насыщение углеводородами в продуктивных пластах залежи, содержание и параметры углеводородов, а также основные характеристики залежи, определяющие условия разработки месторождения (режим операций, продуктивность скважин, пластовое давление, соотношение природного газа, конденсата и нефти, гидравлические характеристики и пр.)

Категория В Запасы категории В, которые относятся к части залежей, разрабатываемых в соответствии с проектом опытно-промышленной разработки (в случае газового месторождения) или утвержденной технологической схемы разработки (в случае нефтяного месторождения). Содержание природного газа, газового конденсата и нефти в данных запасах определяется по промышленным притокам в скважинах на различных глубинах.

Категория С1 Запасы категории С1 рассчитываемые по результатам промышленных притоков в эксплуатационных скважинах и данным геологической разведки с целью определения типа, формы и размеров залежи и строения коллектора. По результатам опробования пробуренных скважин, анализа керна и сравнения с ближайшими разведочными скважинами проводится анализ следующих характеристик: тип и параметры коллектора, насыщенность углеводородами, скорость вытеснения жидких углеводородов, уровень насыщения углеводородами в продуктивных пластах, содержание и характеристики углеводородов по пластам и стандартная продуктивность, пластовое давление, температура, баланс углеводородов, гидрогеологические и другие условия. На основании проделанного анализа формируются предварительные данные по опытно-промышленной разработке в случае газового месторождения или технологической схеме разработки в случае нефтяного месторождения.

В грубом приближении, извлекаемые запасы категорий А и В можно сравнить с доказанными запасами, а запасы категории С1 с доказанными и прогнозными запасами в соответствии с международной методикой, хотя эти категории не обязательно во всем соответствуют международным методикам. Например, оценка извлекаемых запасов по Казахстанской методике обычно выше, чем по международным методикам, таким как международно-признанные классификации и методики «PRMS» (Petroleum Resources Management System - Система управления нефтяными ресурсами), особенно с учетом того, каким образом и в какой степени при оценке запасов учитываются коммерческие факторы.

Запасы и объемы добычи нефти

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.» по состоянию на 31 декабря 2013 года Казахстан занимал двенадцатое место в мире по запасам нефти и двадцатое место в мире по запасам газа.

Казахстан занимает второе место по добыче нефти (после России) среди бывших республик Советского Союза и имеет в Каспийском регионе самые значительные извлекаемые запасы сырой нефти. По состоянию на 31 декабря 2013 года подтвержденные запасы нефти и газа Казахстана составляли 3.9 миллиардов тонн (что равно 1,8% мировых подтвержденных запасов нефти) и 1.5 триллионов кубических метров газа (что равно 0,8% мировых подтвержденных запасов газа), соответственно.

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, 2013 г.», между 2001 и 2012 годами производство нефти в Казахстане росло с эффективной годовой ставкой, примерно равной 7,5%. Казахстан произвел приблизительно 81,6 миллионов тонн нефтяного и газового конденсата в 2010 году, 82,4 миллионов тонн – в 2011 году, 81,2 миллионов тонн в 2012 году, 83,8

миллионов тонн в 2013 году и 80,8 миллионов тонн – в 2014 году сократив уровень 2013 года на 3,5%. Правительство Казахстана объявило, что ожидает в 2017 году увеличения добычи нефти и газа до 86 млн тонн и до 104 миллионов тонн – в 2020 году. Как ожидается, большая часть данного прироста будет обеспечена за счет месторождений в Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане.

Согласно Статистическому обзору компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.» в 2013 году Азиатско-Тихоокеанский регион являлся крупнейшим географическим регионом потребления нефти, обеспечив примерно 33,8% ее мирового потребления. США явились крупнейшим потребителем нефти 2013 года среди всех стран мира – их расходы составили 19,9% потребляемой в мире нефти. Европа вместе со всеми бывшими советскими республиками оказалась самым крупным в мире географическим регионом по использованию природного газа в том же году, составив 31,7% его мирового потребления. США стали крупнейшим потребителем природного газа среди всех стран мира, израсходовав 22,2% газа, потребленного в мире в 2013 году.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти

2010	2011	2012	2013	Изменение от уровня 2012 (%)	Доля в мировой добыче 2013(%)
(млн. тонн в год)					
81,6	82,4	81,2	83,8	3,5	2,0

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.»

В начале 2014 г. в Казахстане было зарегистрировано более 200 нефтяных и газовых месторождений. Наиболее крупными месторождениями являются месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак.

Месторождение Карачаганак

Месторождение Карачаганак разрабатывается совместным предприятием КРО, работающим в соответствии с соглашением о совместной разработке между компаниями «BG Group», «ENI», «Chevron», «Лукойл» и Компанией (которая приобрела 10 %-ю долю в июне 2012 года). «BG Group» вместе с «ENI» являются совместными операторами и каждый имеет долю в предприятии в размере 29.25%. Участники международного консорциума, разрабатывающие месторождение Карачаганак, являются сторонами соглашения о разделе продукции, подписанного с Правительством сроком на 40 лет и предусматривающего инвестиционные вложения в размере 16 млрд. долларов США. Раздел продукции предполагает, что Правительству будет выплачено приблизительно от 20% до 80% доли в прибыльной продукции за 40-летний период концессии, в зависимости от экономического баланса интересов.

Месторождение Карачаганак является крупным нефтегазоконденсатным месторождением площадью 280 км², расположенным на северо-западе Казахстана. Данное месторождение было открыто в 1979 г. Оценочные запасы месторождения составляют 2,4 млрд. баррелей газового конденсата и 16 трлн. м³ газа. В 2013 г. общая добыча на месторождении Карачаганак составила примерно 12 млн. тонн нефти и конденсата по сравнению с 19,2 млн. тонн нефти и конденсата в 2011 г. Также на месторождении Карачаганак было добыто 17 млрд. м³ газа в 2013 г., в 2011 году – 14.6 млрд. м³. В 2013 году данная цифра составит приблизительно 41,4% продажи газа всего Казахстана.

Разведка

Северо-Каспийский проект

Освоение Месторождения Кашаган в настоящее время разрабатывается находится на стадии реализации опытно-промышленной разработки (ОПР), добытый газ предполагает доставлять по

трудопроводу КТК. Месторождение расположено в 80 км от г. Атырау в северной части Каспийского моря находится на морском участке Каспийского моря, рядом с городом Атырау. В декабре 1993 г. Казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для международной нефтяной геологоразведки. Консорциум из Ссемь международных нефтяных компаний (на тот момент - «AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total EP Kazakhstan» и «BP Exploration Operating Company Limited» и «Statoil» (в альянсе)) и государственная компания «КазахстанКаспийШельф» были первоначально выбраны Правительством Республики Казахстан для создания КСКП, целью которого является разработка ряда крупных морских месторождений, включая месторождение Кашаган, в северной части Казахстанского сектора Каспийского моря.

В 18 ноября 1997 года консорциум компаний было подписано Соглашение о разделе продукции по Северному Каспиюкомбинированный контракт на добычу сроком на 40 лет, в который вошли пять структур, а именно: «КашаганKashagan», «Каламкас-мореKalamkas», «AktotyАктоты», «KaiganКайран» и «Юго-Западный КашаганKashagan SW». Структуры состояли из 11 морских участков и покрывали территорию размером 5 600 км². В июне 2000 года вПо результате бурения и тестирования скважины вна Восточном Кашагане -1в июне 2000 года было открыто одно из крупнейших месторождений нефти и газа за последние 30 лет.

Геологические КСКП оценивает, что объем запасов нефти месторождения Кашаган по категориям C1+C2 оцениваются в 4,5 млрд. тонн.категорий A+B+C1 на Кашагане, согласно Казахской методике, составляет 760 млн. тонн. В настоящее время на месторождении Кашаган выполняются работы по замене трубопроводов. Возобновление добычи В 2016 году планируется в конце 2016 года начать промышленную добычу на месторождении Кашаган.

В ноябре 2009 г. компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» успешно завершила бурение оценочной скважины на перспективной площади Хазар своего морского участка «Жемчужины». Контрактная площадь составила 895 км². Контрактную площадь «Жемчужины» составляли четыре структуры: Тульпар, Хазар, Ауэзов и Нарын. Проект был внедрен в соответствии с Комбинированным контрактом добычи от 14 декабря 2005 года. Недропользователями явились: «KazMunayTeniz» – 25%, «Shell RD Offshore Ventures Limited» – 55% и «Oman Oil» – 20%. Оператором проекта стала компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.». С 2007 года по 2013 год было пробурено семь (7) разведывательных и пробных скважин. Принимая во внимание запасы республики Казахстан, Государственный комитет по запасам республики Казахстан одобрил и принял запасы Хазарского углеводородного месторождения, в котором геологические запасы согласно категории C1+C2 составили 75.25 миллионов тонн (нефти), 8 406 млрд м³ (растворенный газ) и 1 683 млн м³ (газ – газовая шапка). Объем извлекаемых запасов соответственно составляет 30 642 миллиона тонн (нефти), 3 485 млрд м³ (растворенного газа) и 1 397 млрд м³ (газа-газовой шапки). В настоящее время проект находится на стадии выбора концепции разработки. Компании «KazMunayTeniz» и «Shell» выбирают проект для разработки ледоустойчивой фиксированной на платформы для месторождения Хазар.

Другие мероприятия по разведке и оценке на суше осуществлялись более мелкими игроками с переменным успехом.

Запасы и объемы добычи газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. В соответствии со «Статистическим отчетом «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 года» на 31 декабря 2013 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,5 трлн. м³. Большая часть казахстанских запасов газа расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем месторождение Карачаганак содержит около [25%] всех доказанных запасов. Другое важное газовое месторождение Амангельды расположено на юге страны, недалеко от Жамбула, и разрабатывается КТГ, дочерней структурой Компании. Рост собственной добычи газа в Казахстане предполагается осуществить преимущественно за счет попутного газа месторождения Тенгиз.

Казахстанский природный газ практически всегда представляет собой «попутный» газ, т.е. газ, добываемый вместе с нефтью. По этой причине на некоторых месторождениях, в том числе на Карачаганак, производится повторная закачка значительных объемов газа в пласт с целью поддержания устьевого давления, необходимого для извлечения жидких флюидов. В

долгосрочной перспективе, когда запасы жидких углеводородов будут истощены, этот газ можно будет извлечь. Объем газа, сжигаемого в факелах, постоянно уменьшается, поскольку в мае 2005 г. Правительство выпустило постановление о сокращении объемов добычи нефти до уровня, при котором сжигание газа в факелах не требуется.

С 1999 г. объемы добычи природного газа в Казахстане значительно возросли. В 1999 г. Правительство приняло закон, согласно которому недропользователи (такие как нефтяные компании) обязаны включить проекты утилизации газа в свои планы разработки месторождений. Вследствие этого закона объемы добычи природного газа постоянно увеличиваются, и к 2000 г. достигли 11,5 млрд м³ и превысили уровни добычи советского периода. Добыча газа возросла с 19,7 млрд м³ в 2012 году до 22,8 млрд м³ в 2013 году, что составило 16%. В соответствии с прогнозами Компетентного органа, ожидается, что годовые объемы добычи газа в Казахстане увеличатся до [79] млрд м³ к 2015 г. Увеличение объемов добычи казахстанского газа ожидается, главным образом, за счет добычи попутного газа, добываемого на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

В таблице ниже представлены объемы добычи газа (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Объем добычи газа

2011	2012	2013	2013% по сравнению с 2012	2013% мирового объема
1,5	18,4	18,5 (млн. тонн в год)	0,8	0,5

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 г.»

ТШО

ТШО владеет самым крупным продуктивным месторождением в Казахстане и является наиболее значимым СП Компании по объемам добычи нефти. Доля Компании в объемах производства ТШО выполняла роль ключевого фактора роста Компании в общем объеме добычи за 5 месяцев по 31 июня 2015 года и за годы по 31 декабря 2014, 2013, 2012 и 2011 годов. ТШО – это совместное предприятие с участием Компании (20%), «Chevron» (50%), «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» (25%) и «Lukoil» (5%).

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в юго-восточной части Предкаспийского бассейна на северо-восточной оконечности Каспийского моря, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий А+В+С1, и соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права разработки месторождений в пределах участка площадью 4 000 км², прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование. Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году в районе Атырау.

Перерабатывающие предприятия

Нефтепереработка в Казахстане строго регулируется Правительством через прямое управление и контроль над транспортными тарифами двумя национальными компаниями – собственно Компанией и АО «Казахстан Темир Жолы» (казахстанская железная дорога).

Казахстан обладает тремя основными нефтеперерабатывающими заводами, которые осуществляют поставки в северном регионе (в г. Павлодар), западном регионе (в г. Атырау) и южном регионе (в г. Шымкент) и фактической пропускной способностью которых составляет 15,3 млн тонн сырой нефти в год на 30 июня 2014 года. Все три основных нефтеперерабатывающих завода либо полностью принадлежат Компании, либо находятся у нее в совместной собственности. Сырая нефть перерабатывается также на малых нефтеперерабатывающих заводах (небольшие частные нефтеперерабатывающие предприятия).

В 2014 году все три нефтеперерабатывающих завода вместе произвели 14,3 миллионов тонн продуктов сырой нефти (4,8 млн тонн – Павлодарский НПЗ, 4,48 млн – Атырау, 4,6 млн тонн – Шымкент).

Павлодарский НПЗ является крупнейшим и наиболее технически продвинутым из трех главных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане. На его долю приходится 33,7% от общего объема переработки нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года. Атырауский НПЗ переработал 32,9% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., используя, в основном, нефть, поставляемую РД КМГ. Шымкентский НПЗ переработал 33,5% от общего объема переработки нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 и был переведен на поставку ВГО.

По состоянию на 30 июня 2014 г. КМГ РМ принадлежала доля в размере 99,53% в Атырауском НПЗ; доля в размере 100,0% в АО «Павлодарский нефтехимический завод»; и доля в размере 49,72% в Шымкентском НПЗ. По состоянию на 31 декабря 2014 г. общая фактическая перерабатывающая мощность указанных НПЗ составляла 14,3 млн. тонн сырой нефти в год.

Компания осуществляет ряд проектов по модернизации и переоснащению на указанных трех НПЗ в Казахстане. В течение следующих пяти лет Компания планирует потратить в совокупности 378,8 млрд. тенге (2,1 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с модернизацией Атырауского НПЗ и 327,6 млрд. тенге (1,8 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в связи с проектами реконструкции Павлодарского НПЗ. Кроме того, совместное предприятие Компании на Шымкентском НПЗ планирует потратить в совокупности 236,6 млн. тенге (1,3 млрд. долларов США) в рамках капитальных затрат в течение следующих пяти лет в связи с проектами реконструкции Шымкентского НПЗ.

Соглашения на недропользование

В Законе о недропользовании от 2010 года указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Правительство заключает Соглашения на недропользование в форме контрактов на разведку, добычу или разведку и добычу на определенный период времени. Запрещается осуществлять разведку без контракта на разведку. При обнаружении промышленных

запасов держатель контракта на разведку обладает исключительным правом на заключение контракта на добычу путем проведения прямых переговоров с компетентным органом (как указано ниже, которым на данный момент является Министерство энергетики). Добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с Министерством энергетики контракт на добычу, за исключением ограниченных объемов опытной добычи. Контракты на добычу могут регулировать права на добычу на нескольких участках.

Переговоры по Контракту на недропользование представляют собой сложный процесс, требующий согласования с рядом министерств, включая Министерство энергетики, и подготовки экономических моделей с обязательствами по финансовым затратам. В случае если переговоры по Соглашению на недропользование не могут быть завершены, заявитель или добывающая компания рискует не получить права на разведку или добычу в отношении рассматриваемого участка. Кроме того, после открытия промышленных запасов разведочная или добывающая компания должны подготовить план разработки по каждому месторождению с подробным описанием объектов бурения и разработки. План разработки может периодически меняться с учетом меняющихся обстоятельств, при условии, что все изменившиеся условия были утверждены компетентным органом. Неисполнение добывающей компанией условий Контракта на недропользование или плана разработки может привести к расторжению Контракта на недропользование и, соответственно, утрате всех прав на добычу.

разведочной компании исключительные права на разведку запасов месторождений на указанной площади на срок до шести лет от даты их заключения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительные права на добычу ресурсов месторождений на указанной площади на срок до 25 лет от даты заключения, а в случае крупных и «уникальных» месторождений - до 45 лет от даты заключения контракта. Обычно срок действия совмещенных контрактов на разведку и добычу составляет до 31 года, или до 51 года для крупных месторождений, однако совмещенные контракты на разведку и добычу сейчас заключаются только на исключительной основе в соответствии с решением правительства.

Налоговый режим

Налоговый кодекс 2008 г., вступивший в силу 1 января 2009 г., внес ряд существенных изменений в налоговое законодательство Казахстана, касающихся нефтегазовой отрасли.

Летом 2010 года Правительство вновь установило экспортные таможенные пошлины на сырую нефть в размере 20 долларов США за тонну. Правительство увеличило данную ставку до 40 долларов США за тонну, действующую с 1 января 2011 года, а затем до 60 долларов США за тонну с 12 апреля 2013 г. и до 80 долларов США за тонну с 12 апреля 2014 года. Кроме того в ряде случаев, ставки вывозных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты также были увеличены. В соответствии с увеличениями ставок, которые вступили в силу 1 января 2012 года, правительство увеличило ставку экспортной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты с 143,54 до 164,97 долларов США за тонну, а ставку экспортной таможенной пошлины на темные нефтепродукты с 95,69 до 109,98 долларов США за тонну. В сентябре 2012 года правительство ввело дальнейшее увеличение ставок вывозных таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты до 168,88 и 112,59 долларов США за тонну, соответственно. Компания ожидает, что такое увеличение вывозных таможенных пошлин значительно увеличит ее экспортные расходы и снизит рентабельность. Однако нельзя гарантировать, что не произойдет дальнейшее повышение вывозной пошлины на нефтепродукты или не будет иметь значительное влияние в последующие годы.

Лицензии на разведку

Правительство ограничило выдачу новых лицензий в процессе написания Налогового кодекса 2009 2008 г., который вступил в силу 1 января 2009 г. Объявленное ограничение было отменено в апреле 2013 года. Выдача лицензий в этот период, главным образом, осуществлялась для проведения геологоразведки на морских месторождениях Каспийского региона.

В мае 2009 года контракт на разведку (концессионный) участка «Жамбыл» был подписан с консорциумом, возглавляемым компанией «KNOC», который получил 27% долевого участия в проекте; а оставшаяся часть находится у Компании.

В июне 2009 г. компании ConocoPhillips и Mubadala подписали с Компанией соглашение о разработке участка «Н»; доля каждого участника в проекте составила 24,5%, доля Компании составила 51 %. В январе 2013 года Компания приобрела 24,5% акций у ConocoPhillips в проекте участка «Н» на общую сумму 32,5 млн. долларов США. Следовательно, по состоянию на дату настоящего Базового проспекта, Компания владеет 75,5%-ой долей в проекте участка «Н» и 75,5%-ой долей в ТОО «Н Оперейтинг Компани».

В октябре 2010г. Правительство согласилось ускорить переговоры с компанией «СNPC» по участку «Дархан», расположенному к западу от полуострова Бузачи, но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было. Компания, CNPC и CNOOC достигли соглашения о совместной разработке этого участка в августе 2005 г. В декабре 2008 г. Компания получила 30-летний контракт на разведку и добычу на месторождении Урихтау в Актюбинской области, который, как ожидается, обеспечит объемы газа для поставки с запада на юг Казахстана по запланированному трубопроводу Бейнеу-Бозой-Самсоновка. Компания и «СNPC» в настоящее время ведут переговоры о создании совместного предприятия по разведке и разработке месторождения Урихтау.

В декабре 2005 года между компанией, МЭМР и Оман Перлз Компани Лимитед было заключено Соглашение о разделе продукции на разведку и добычу участка Жемчужины в рамках Генерального соглашения между правительством и Султанат Оман в мае 1993 года. Затем Оман Перлз Компани Лимитед продала 55% своей доли в проекте Шелл ЕП Оффшор Венчурс Лимитед. 08 сентября 2006 года подписано Дополнение №2 к СРП (гос. Регистр. № 2151), где передано в полном объеме права недропользования по СРП на контрактной территории Жемчужины от КМГ в АО МНК «КазМунайТениз» (далее КМТ). В апреле 2007 года для управления проектом была создана компания Каспиан Меруерты Оперейтинг Компани Б.В., которая является совместным предприятием Компании, с долей 25%, - Шелл РД Оффшор Венчурс Лимитед, с долей 25% - ТОО МНК «КазМунайТениз» и Оман Перлз Компани Лимитед с долей 20%. Структура Хазар находится на стадии выбора концепции обустройства. С целью повышения экономической рентабельности проекта в 2014 году Партнерами принято решение о рассмотрении возможности совместной разработки проектов «Жемчужины» и «Каламкас-Море». Проведены скрининг-изучения по синергии проектов «Жемчужины» и «Каламкас-море». В 2015 году Партнеры продолжают работу в данном направлении.

В июне 2010 года Компания получила контракт на разведку и добычу в отношении участка Сатпаев. Проект Сатпаев находится под управлением ТОО Сатпаев Оперейтинг, которое является совместным предприятием Компании с долей 75%, и ОВЛ с долей 25%. Проект находится на стадии разведки.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Начиная с 2000 года, в Казахстане наблюдается существенный экономический рост. Двумя катализаторами роста стали экономическая реформа и прямые иностранные инвестиции, большая часть которых приходилась на сектор энергетики. С 2000 года экспорт сырой нефти существенно увеличился, и большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам, проложенным через территорию России, до точек погрузки на Черном море. Открытие трубопровода КТК в 2001 году существенно увеличило возможности экспорта казахстанской сырой нефти.

В 2013 году доля прямых иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор Казахстана составила 25,0%. Иностранные прямые инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана осуществлялись совместными предприятиями с участием Компании и ее дочерних предприятий, а также в рамках соглашений о разделе продукции и концессионных соглашений на разведку. Основные проекты в Казахстане включают проекты на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

ТШО, совместное предприятие, созданное «ChevronТехасо», «ЕххонMobil», «Lukarco» и Компанией, занимается разработкой месторождений нефти в Тенгизе и Королевском в соответствии с лицензией на добычу, выданной в 1993 году сроком на 40 лет. Компания КРО, занятая разработкой Карачаганакского месторождения, действует на основании Комбинированного контракта добычи и переработки сроком на 40 лет, заключенному с правительством Казахстана в 1997 году. Консорциум по Северо-Каспийскому проекту, разрабатывающий месторождение Кашаган, в ноябре 1997 году подписал Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию, с Правительством Республики Казахстана. и охватывающему нефтяные структуры в Кашагане, Каламкасе, Актоты и Кайране. На контрактной территории Соглашения также находятся месторождения: Каламкас-море, Актоты, Кайран и Юго-Западный Кашаган. Освоение месторождения Кашаган находится на стадии реализации Этапа I или Опытно-промышленной разработки месторождения (ОПР). 11 сентября 2013 года начата добыча на месторождении Кашаган. В связи с обнаружением утечек газа на 28-дюймовом газопроводе, добыча на Кашагане была приостановлена в октябре 2013 года. В настоящее время Оператор проекта выполняет замену трубопроводов, консервацию и модернизацию производственных объектов ОПР.

В мае 2003 года Президент Назарбаев Н.А. утвердил новую программу развития Каспийского моря до 2015 года (в настоящее время она не действует), в результате которой были созданы новые морские участки (потенциальные нефтяные месторождения) и проданы на условиях аукциона Компетентным органом в срок между 2003 и 2010 годами. Компания имеет контрольный пакет, состоящий из не менее 50% акций, во всем проектах, связанных с новыми морскими участками.

В декабре 2004 года в Старый Закон о недрах были внесены изменения. Данные изменения установили, что в случае предполагаемой передачи прямой доли как по действующим, так и по новым контактам на недропользование, государство имеет преимущественное право приобретения такой доли на условиях, которые не могут быть хуже, чем со стороны, которой предполагается ее передать.

3 ноября 2007 года вступили в действие новые изменения в Старый Закон о недрах. Эти изменения предоставили Компетентному органу право изучать условия Контрактов недропользования и в одностороннем порядке прекращать их действие в отношении запасов «стратегической важности».

Экспорт нефти и газа

Обзор

Экспорт нефти осуществляется через Каспийское море, по железной дороге и трубопроводам. В таблице ниже представлены объемы экспорта нефти, экспортируемой по указанным маршрутам в 2013 г.:

Маршрут	Объем экспорта нефти в 2014 г. (млн. тонн)
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	35,2
Атырау-Самара.....	13,9
Морской порт Актау	5,5
Атырау-Алашанькоу.....	4,8

Источник: Министерство энергетики

Географическое положение Казахстана как страны, не имеющей выхода к морю, обуславливает важную роль трубопроводной инфраструктуры соседних стран в обеспечении углеводородным ресурсам Казахстана доступа на мировые рынки.

Направления экспорта казахстанской нефти

Трубопровод КТК, введенный в эксплуатацию в 2001 г., является основным трубопроводом, по которому экспортируется добытая в Казахстане нефть. Его протяженность начиная от месторождения Тенгиз, через Россию, до морского терминала КТК на Черном море, расположенного рядом с российским портом Новороссийск составляет 1 510 км. КТК является первым магистральным трубопроводом на территории России, который не принадлежит полностью ОАО «АК «Транснефть»и (Транснефть) – российскому трубопроводному оператору. В мае 2008 г. Министерство энергетики Российской Федерации объявило об одобрении увеличения в два раза мощности трубопровода КТК. 17 декабря 2008 г. МЭМР, Министерство энергетики Российской Федерации и другие акционеры КТК (за исключением «Лукарко Б.В.») договорились начать расширение деятельности трубопровода КТК и подписали меморандум о расширении, который был утвержден другими акционерами в первом полугодии 2009 г. 16 декабря 2009 г. было утверждено окончательное соглашение о расширении. В соответствии с условиями соглашения акционеров КТК, пропускная способность трубопровода КТК должна увеличиться с 33 млн. тонн в год до 67 млн. тонн в год, из которых 52,5 млн. тонн в год нефти и газа поступят из Казахстана. Проект расширения также предполагает строительство десяти нефтеперекачивающих станций (2- в Казахстане и 8 - в Российской Федерации), шести нефтехранилищ рядом с Новороссийском и третьего выносного причала на нефтяном терминале КТК, а также замену 88 км трубопровода в Казахстане. Транснефть руководит проектом расширения в Российской Федерации и участвует в строительстве резервуаров, Chevron осуществляет руководство модернизацией SCADA, выносного причального устройства и резервуаров на терминале, в то время как Компания через свою дочернюю компанию КОО «Казахстан Пайплайн Венчурс» осуществляет руководство проектом расширения в Казахстане. Стоимость расширения, согласно принятому бюджету Проекта, составляет 5,4 млрд долларов. Проект планируется завершить расширение до конца первого полугодия 2016 года. В октябре 2011 года КТК объявила, что все контракты на строительство касательно расширения трубопровода КТК были получены, строительные работы продвигаются в рамках бюджета, и, что КТК не будет искать внешнего финансирования для расширения. Приблизительно 34,2 млн тонн, 30,6 млн тонн и 28,7 миллионов тонн сырой нефти соответственно были доставлены транспортированы по трубопроводу КТК в 2011, 2012 и 2013 годах.

Азербайджан и Казахстан обсуждали возможность экспорта казахстанской сырой нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан с 2002 г., и окончательное соглашение было подписано 16 июня 2008 г.

По трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан протяженностью 1 767 км сырая нефть транспортируется из Баку (Азербайджан) до нового морского терминала в турецком порту Джейхан в Средиземном море. Это первый трубопровод, напрямую соединивший Каспийское и Средиземное моря. Строительство трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан было завершено в мае 2005 г. при затратах в размере приблизительно 4 млрд долларов США. Трубопровод был введен в эксплуатацию в июле 2006 г. Он имеет мощность 1 млн баррелей нефти в сутки. Трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан предназначен в основном для транспортировки нефти, добытой на месторождениях Азери, Чираг и Гюнешли в Азербайджанском секторе Каспийского моря.

В октябре 2008 г. первая казахстанская нефть с проекта ТШО была отгружена через Каспий на экспорт по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, ознаменовав собой первую поставку неазербайджанской нефти по этому трубопроводу с момента его ввода в эксплуатацию в 2006 г. ТШО через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан за 2014 год было транспортировано 2,022 млн. тонн нефти и за 5 месяцев 2015 года 1,468 млн. тонн нефти.

Объемы казахстанской нефти, транспортированные через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, согласно данным Государственного статистического комитета Азербайджана объемы транспортированной нефти выросли с 17 400 тонн в октябре 2008 года до 240 200 тонн в феврале 2009 года. Согласно тем же данным, в 2009 году по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан было транспортировано 1,9 млн тонн казахстанской сырой нефти. Однако, согласно данным «Государственной нефтяной компании» республики Азербайджан, Казахстан прекратил транспортировку казахстанской сырой нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан в январе

2010 года. Транспортировка нефти была возобновлена в начале 2012 года. За период с 2012 г. по настоящее время ТШО транспортировал по БТД 5,071 млн. тонн нефти.

Трубопровод «Узень-Атырау-Самара» транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет 1235,3 км от Узеня на юго-западе Казахстана до границы Республики Казахстан и Российской Федерации, где он переходит на российскую территорию и присоединяется к системе ОАО «АК «Транснефть» в Самаре.

Трубопровод «Казахстан-Китай» включает в себя два участка трубопровода, построенных еще в советское время, и три основных новых секции общей протяженностью приблизительно 2 800 км от Атырау на западе Казахстана до Алашанькоу на казахстанско-китайской границе. Трубопровод был построен за несколько стадий:

Первая секция «Кенкияк-Атырау» составила 448,5 километров и была завершена в 2003 году. В настоящее время нефтепоток направлен на запад, что позволяет осуществлять экспорт из района Актюбинска через трубопроводы КТК и Атырау-Самара. Планируется перенаправить поток в данной секции с тем, чтобы обеспечить транспортировку нефти, добытой в Каспийском регионе, в Китай.

Участок «Атасу-Алашанькоу» протяженностью 965,1 км начала действовать в июле 2006 года. Трубопровод позволяет транспортировать в Китай нефть Кумкольских месторождений и из России.

Секция «Кенкияк-Кумколь» протяженностью 794 км была завершена в июле 2009 года, ее коммерческая эксплуатация началась в октябре 2009 года. В данную секцию поступает нефть из месторождения (Актюбинской области (Кенкияк, Жанажол, Лактыбай).

Суммарная пропускная способность данного трубопровода в Китай составляла 10 млн. тонн в год, и в 2012 году была увеличена до 240 000 баррелей нефти в сутки, к окончанию 2014 года планируется расширить ее до 400 000 баррелей нефти в сутки. Пропускная способность секции «Кенкияк-Атырау» составляет 120 000 баррелей нефти в сутки, ее планируется расширить до 180 000 баррелей нефти в сутки, а затем – до 240 000 баррелей нефти в сутки.

Время, необходимое для перенаправления потока в секции «Кенкияк-Атырау», еще не определено, решение о перенаправлении будет принято правительством Казахстана. Возможность положительного исхода достаточно вероятна, поскольку пропускная способность достаточная, чтобы осуществлять экспорт на восток со всех месторождений в области Кенкияк уже в 2014 году. Также рассматривается возможность прокладки других трубопроводных маршрутов из Казахстана, таких как трубопровод в Турцию через Кавказ и трубопровод через Иран и Афганистан.

До строительства трубопроводов «Узень-Атырау-Самара» и КТК транспортировка по железной дороге была одним из основных экспортных маршрутов для сырой нефти, добытой в Казахстане. Железнодорожная инфраструктура остается альтернативным вариантом транспортировки.

Направления экспорта казахстанского газа

Общая протяженность казахстанской магистральной газотранспортной системы составляет более 16 тыс. км, максимальная производительность составляет 190 млрд.куб.м. в год. Имеется три подземных хранилища газа с общей емкостью активного газа 4,12 млрд.куб.м.

Существующая схема газопроводов Казахстана, функционировавшая как составная часть бывшей единой общесоюзной системы, в основном обслуживает транзитные потоки природного газа из Средней Азии в Европейскую часть России, Украину и в государства Закавказья. Завершение строительства магистрального газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент позволит соединить между собой основные газовые магистрали и обеспечить перераспределение газа между регионами республики, в частности, из западного региона в южные и северные области.

Транзит газа по территории Республики Казахстан осуществляется по основным магистральным газопроводам:

- «Средняя Азия-Центр» - в направлении Узбекистан – Казахстан – Россия (туркменский и узбекский газ);
- «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» - в направлении Узбекистан – Казахстан (узбекский газ);
- «Оренбург-Новопсков и МГ «Союз»» – в направлении России (российский газ);

- «Бухара-Урал» – в направлении России (туркменский газ).

Большая часть газопроводов западного Казахстана, за исключением Макат-Атырау-Астрахань, предназначены для поставки газа в Центральный трубопровод Центральной Азии. Данный трубопровод имеет два ответвления, которые соединяются на юго-западе Казахстана в населённом пункте Бейнеу до пересечения с российской границей и соединения с трубопроводной системой России. Восточное ответвление начинается на юго-восточном месторождении Туркменистана, в то время как западное ответвление – на туркменском побережье Каспийского моря. Годовая пропускная способность Центрального трубопровода Центральной Азии составляет 60,2 млрд м³. Газопровод Бухара-Урал начинается в Узбекистане и изначально строился для поставок газа из Узбекистана на северо-восток Казахстана и в южно-уральский регион России. Газопоток в газопроводе можно было перенаправлять, и иногда газ поступал на юг из России. Пропускная способность газопровода Бухара-Урал составляет приблизительно 10,0 млрд м³.

Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы – это транзитный газопровод, который поставляет газ из Узбекистана в основные населенные пункты южного Казахстана. Между Шымкентом и Алматы газопровод пересекает территорию Киргизии и поставляет газ в ее столицу Бишкек. Годовая пропускная способность газопровода Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы составляет 5,8 млрд м³.

Нефтегазовая промышленность региона

Хотя Россия и доминирует в области поставок нефти в регионе благодаря своим огромным и недоразработанным запасам, прикаспийские государства призваны сыграть важную роль, и значение Казахстана и Азербайджана постоянно увеличивается. С начала десятилетия темпы роста поставок российской нефти заметно замедлились, в то время как Каспийский регион продолжает расширяться.

Региональное потребление и добыча нефти

В таблице ниже приведены основные потребители нефти в регионе:

Страна	2011	2012	2013
	(млн. тонн в год)		
Азербайджан.....	34,0	34,2	34,6
Казахстан	12,3	13,1	13,8
Польша	26,6	25,7	24,0
Румыния	9,1	9,2	9,0
Россия	143,5	148,9	153,1
Туркменистан	66,0	6,1	9,3
Украина	13,1	12,5	12,2

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 год

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

Страна	2011	2012	2013
	(млн. тонн в год)		
Азербайджан.....	45,6	43,4	43,4
Казахстан	82,4	81,2	83,8
Румыния	4,2	4,3	4,1
Россия	518,5	526,2	531,4
Туркменистан	10,7	11,07	11,4

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2014 год

По данным статистического обозрения компании «BP», общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 678 млн. тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2013 г. составила 2,0% от мировой добычи нефти.

Перерабатывающая мощность региона

В 2013 г. перерабатывающая мощность региона СНГ составила 8 209 тысяч баррелей в день, при этом доля Казахстана в перерабатывающая мощность региона оценивалась на уровне 4,2%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2013 г., согласно расчетам, региональное потребление составило [575,5] млрд. м³, а региональная добыча – [698,8] млрд. м³. Доля Казахстана в мировом объеме потребления газа в 2013 г., по расчетам, составила 0,3%, а его доля в объеме добычи – 0,5%.

Уполномоченные органы

Министерство энергетики

Согласно закону о недропользовании от 2010 года (как определено ниже) и Положению о Министерстве нефти и газа (одобрено решением Правительства №454 от 20 мая 2010 года), некоторые некоммерческие или регулирующие функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства были переданы Министерству нефти и газа, включая, среди прочего, представление интересов государства в рамках Соглашений о разделе продукции.

Согласно Указу Президента от 6 августа 2014 года МНГ было преобразовано в Министерство энергетики, которое отныне отвечает за нефтегазовый сектор экономики, электроэнергетику и ядерную энергетику, за использование возобновляемых источников электроэнергии, утилизацию твердых отходов внутри страны, защиту окружающей среды и исполняет функции надзора за природными ресурсами, их контроля и защиты.

Сведения о попытках поглощения

У Эмитента отсутствуют сведения о попытках третьих лиц поглотить Эмитента через приобретение его акций. В свою очередь Эмитентом попытки поглотить другую организацию за последний заверченный и за текущий годы не предпринимались.

Сведения о важнейших контрактах

Важнейшими контрактами Эмитента, исполнение которых могут существенно повлиять на деятельность, являются условия выпуска долговых ценных бумаг и условия привлеченных займов, которые предусматривают соблюдение следующих ковенантов, не соблюдение которых может повлечь досрочное погашение обязательств:

№	Тип долга	Тип ковенанта		Мониторинг
		Поддержание (Maintenance)	Привлечение (Incurrence)	
1	Выпуск ценных бумаг	нет	Чистый Долг/ЕБИТДА < 3,5	Перед каждым привлечением займа
2	Займы	1) Чистый Долг/Конс. ЕБИТДА is < 4,0 2) Консолидированный долг существенных ДЗО КМГ (за минусом гарантируемого долга и долга КМГ Кашаган Б.В.) / Конс. ЕБИТДА основных ДЗО КМГ < 2,5 3) Чистый Долг/Чистая Капитализация НК КМГ < 0,55	Чистый Долг/ЕБИТДА < 3,5	Каждые 6 месяцев

Инвестиции за последние три года по состоянию на 01.04.2015

Наименование компании	Доля собственности%	Сумма инвестиций (в тыс. тенге)	Год
2015г			
ТОО «Тенгизшевройл»	20%	549.563.423	01.04.2015
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	50%	195.630.719	01.04.2015
ТОО «Казахойл-Актобе»	50%	84.345.006	01.04.2015
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	50%	63.858.233	01.04.2015
ТОО «КазРосГаз»	50%	66.018.125	01.04.2015

ТОО «КазГерМунай»	50%	73.708.197	01.04.2015
Прочие совместно-контролируемые организации		106.888.447	01.04.2015
«ПетроКазахстан Инк.»	33%	116.736.339	01.04.2015
Прочие ассоциированные компании		31.918.022	01.04.2015
2014г			
ТОО «Тенгизшевройл»	20%	501.119.245	31.12.2014
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	50%	196.194.403	31.12.2014
ТОО «Казахойл-Актобе»	50%	85.877.971	31.12.2014
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	50%	66.885.166	31.12.2014
ТОО «КазРосГаз»	50%	62.333.974	31.12.2014
ТОО «КазГерМунай»	50%	67.662.371	31.12.2014
Прочие совместно-контролируемые организации		89.121.304	31.12.2014
«ПетроКазахстан Инк.»	33%	117.103.135	31.12.2014
Прочие ассоциированные компании		31.363.831	31.12.2014
2013г			
ТОО «Тенгизшевройл»	20%	311.880.773	31.12.2013
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	50%	185.003.198	31.12.2013
ТОО «Казахойл-Актобе»	50%	83.800.157	31.12.2013
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	50%	70.268.878	31.12.2013
ТОО «КазРосГаз»	50%	46.081.108	31.12.2013
ТОО «КазГерМунай»	50%	69.047.486	31.12.2013
Прочие совместно-контролируемые организации		121.483.321	31.12.2013
«ПетроКазахстан Инк.»	33%	86.391.266	31.12.2013
Прочие ассоциированные компании		24.533.989	31.12.2013
2012г			
ТОО «Тенгизшевройл»	20%	264.698.959	31.12.2012
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	50%	176.949.392	31.12.2012
ТОО «Казахойл-Актобе»	50%	72.085.480	31.12.2012
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	50%	71.959.310	31.12.2012
ТОО «КазРосГаз»	50%	63.423.836	31.12.2012
ТОО «КазГерМунай»	50%	55.315.780	31.12.2012
Прочие совместно-контролируемые организации		85.462.628	31.12.2012
«ПетроКазахстан Инк.»	33%	80.909.217	31.12.2012
Прочие ассоциированные компании		23.292.437	31.12.2012

Капитальные затраты были осуществлены за счет заемных и собственных средств Эмитента.

Планируемые капитальные инвестиции

Показатели	Ед. изм.	2015г	2016г	2017г	2018г	2019г
		План	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Инвестиционные проекты	тыс. тенге	539 687 458	385 833 874	31 196 964	52 929 735	79 822 768
Поддержание в рабочем состоянии производственных ОС	тыс. тенге	239 357 427	218 215 675	201 510 640	195 644 499	182 710 492
Капитальные	тыс.	15 178 856	19 170 427	4 297 568	6 301 679	2 803 836

вложения административного характера	тенге					
Всего без НДС	тыс. тенге	794 223 741	623 219 976	237 005 172	254 875 912	265 337 096

Показатели	Ед. изм.	2015г	2016г	2017г	2018г	2019г
		План	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
Инвестиционные проекты	тыс. долл. США	2 917 230	2 085 589	168 632	286 107	431 474
Поддержание в рабочем состоянии производственных ОС	тыс. долл. США	1 293 824	1 179 544	1 089 247	1 057 538	987 624
Капитальные вложения административного характера	тыс. долл. США	82 048	103 624	23 230	34 063	15 156
Всего без НДС	тыс. долл. США	4 293 101	3 368 757	1 281 109	1 377 708	1 434 255

Инвестиционный портфель (ценные бумаги, банковские депозиты)

Млн. тенге

Фин. инструмент	2012г (факт)	2013г (факт)	2014г (факт)	1кв. 2015 (факт)
Краткосрочные депозиты	633,12	809,15	693,88	685,19
Краткосрочные долговые ценные бумаги	3,90	4,44	4,44	4,44
Долгосрочные депозиты	2,49	81,94	97,52	100,01
Долгосрочные долговые ценные бумаги	36,73	36,92	37,15	37,21

Сведения о результатах производственной деятельности и реализации продукции Эмитента

Тыс. тенге

Показатель	2012г	2013г	2014г	3м 2015г
Группа компаний АО РД "КазМунайГаз"	236 979 970	369 091 098	469 888 922	252 027 877
Группа компаний АО "КазТрансОйл"	53 162 494	56 645 965	45 581 173	25 032 402
Группа компаний АО ПМ "КазМунайГаз"	308 355 721	413 814 353	424 885 832	331 632 254
Группа компаний АО "КазТрансГаз"	132 387 241	234 370 538	284 942 509	400 076 066

Сведения об основных поставщиках

Поставщики группы КМГ

Заказчик	Поставщик	Предмет закупки	Общая сумма договора, в тыс. тенге
АО "КазМунайГаз - переработка и маркетинг"	Өзенмұнайгаз АҚ	Закуп нефти	102 144 000,00
Товарищество с ограниченной ответственностью "КазМұнайГаз Өнімдері"	АО "КазМунайГаз - переработка и маркетинг"	закуп нефтепродуктов	64 567 332,496
АО "КазТрансГаз-Аймак"	АО "КазТрансГаз"	Поставка природного газа	53 662 385,448
АО "Мангистаумунайгаз"	АО "КазТрансОйл"	Услуги по транспортной экспедиции	29 297 928,303
АО "Мангистаумунайгаз"	АО "КазТрансОйл"	Услуги по транспортировке нефти	41 159 809,741
АО Озенмунайгаз	АО "КазТрансОйл"	Услуги по транспортировке нефти	25 885 153,823
ТОО "СП" Казгермунай"	АО "КазТрансОйл"	Услуги по транспортировке нефти	16 021 009,369
АО Озенмунайгаз	АО "РД "КазМунайГаз"	Услуги транспортной экспедиции по транспортировке нефти по системе КТК	16 144 600,628
АО "КазТрансГаз"	АО "КазТрансГаз-Аймак"	Поставка природного газа	18 125 598,552
АО "КазТрансГаз"	Товарищество с ограниченной ответственностью "Газопровод Бейнеу-Шымкент"	Услуги по транспортировке товарного газа	18 204 067,554

Поставщики вне группы КМГ

Заказчик	Поставщик	Предмет закупки	Общая сумма договора, тыс. тенге
----------	-----------	-----------------	----------------------------------

Заказчик	Поставщик	Предмет закупки	Общая сумма договора, тыс. тенге
АО "Мангистаумунайгаз"	ТОО "Инженерная Буравая Компания "Сии Бу"	Работы по строительству горизонтальных скважин "под ключ" на месторождении Каламкас ПУ "Каламкасмунайгаз"	4 697 084,022
Товарищество с ограниченной ответственностью "КазМунайГаз-Сервис"	Товарищество с ограниченной ответственностью "Turkuaz Construction" (Туркуаз Констракшн)	закупка работ (худ. оформление музея)	6 993 672,816
ТОО "Урихтау Оперейтинг"	"Smart-Oil"	Договор о закупках работ по эксплуатационному бурению горизонтальных скважин (Бурение наклонно -направленных эксплуатационных газовых скважимн №№60,62,63 на КТ-1)	7 023 545,760
АО "Интергаз Центральная Азия"(Республика Казахстан, 010000, город Астана, ул.36, д.11, бизнес-центр «Болашак»)	Товарищество с ограниченной ответственностью "Nostrum Oil&Gas"	Газ на СНИП, стравливание при проведении ремонтных работ для газопровода "САЦ"	7 472 173,339
Товарищество с ограниченной ответственностью "ҚазМұнайГаз Өнімдері"	Листаско СА	закуп нефтепродуктов	7 759 200,00
Товарищество с ограниченной ответственностью "ҚазМұнайГаз Өнімдері"	"АНК "Башнефть"(125047, Россия, г. Москва, 1-я Тверская-Ямская, д. 5)	закуп нефтепродуктов	8 639 540,00
АО "Мангистаумунайгаз"	ТОО "Инженерная Буравая Компания "Сии Бу"(Казахстан, г.Кызылорда, Улица Абая, Дом 14, 1, 2)	Работы по строительству горизонтальных скважин "под ключ" на месторождении Жетыбай, Асар, Восточный Жетыбай и Северный Аккар ПУ "Жетыбаймунайгаз"	9 824 446,576
АО "КазТрансГаз"	Акционерное общество "СНПС - Ақтобемұнайгаз"(г.Ақтобе, пр-т 312 стрелковой дивизии, 3)	Купля продажа природного газа	11 506 572,00

Заказчик	Поставщик	Предмет закупки	Общая сумма договора, тыс. тенге
АО "КазТрансГаз-Аймак"	Товарищество с ограниченной ответственностью "Nostrum Oil&Gas"(Nostrum Oil & Gas PLC Gustav Mahlerplein 23 B 1082 MS Amsterdam)	Поставка природного газа	12 747 240,00
Товарищество с ограниченной ответственностью "ҚазМұнайГаз Өнімдері"	"АНК "Башнефть"	закуп нефтепродуктов	13 725 000,00

Сведения о ключевых факторах, влияющих на деятельность Эмитента

- Колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;
- Производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- Продолжающееся влияние мирового финансового кризиса, продолжительность и масштабы которого невозможно определить;
- Наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;
- Общие экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе цены на сырьевые товары;
- Изменения в постановлениях государственных и регулирующих органов, которые влияют на порядок получения разрешений, а также действия государственных органов, которые могут повлиять на деятельность или планируемое расширение деятельности группы Эмитента;
- Незапланированные события или происшествия, которые влияют на деятельность или производственные мощности группы Эмитента;
- Погодные условия и стихийные бедствия;
- Изменения в налоговых требованиях, в том числе изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренное толкование налогового законодательства;
- Возможности группы Эмитента по увеличению доли рынка его продукции и расходов на контроль;
- Экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;
- Влияние нестабильности и беспорядков в странах одного с Казахстаном региона, включая, Российскую Федерацию и Украину;
- События или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;
- Отдача продуктивных пластов, результаты бурения и осуществление планов группы Эмитента по расширению добычи нефти и газа.

Договоры и обязательства эмитента

У Эмитента отсутствуют договоры и обязательства, по которым в течение шести месяцев с даты подачи заявления о листинге ценных бумаг должна быть совершена сделка (несколько взаимосвязанных сделок) сумма которых составляет 10 и более процентов от балансовой стоимости активов Эмитента.

Сведения об участии Эмитента в судебных процессах

Судебные процессы с участием Эмитента, в результате которых могло произойти прекращение или сужение деятельности эмитента, а так же наложены на него денежные и иные обязательства на сумму, эквивалентную 1000 МРП, в течение последнего года отсутствуют. Ниже изложены

сведения обо всех административных санкциях, наложенные на Эмитента и его должностных лиц государственными органами и/или судом в течение периода с 01.04.2014г по 01.04.2015г.

Дата	Орган	Причина	Вид санкции	Размер санкции, тенге	Степень исполнения
от 3 сентября 2014 года	Центральный филиал Национального Банка РК (г.Астана)	за совершение административного правонарушения предусмотренного ч. 1 статьи 182 КоАП	подвергнуто административному взысканию в виде предупреждения;	-	Принято к сведению
от 7 октября 2014 года	Специализированный межрайонный административный суд г. Астаны	Административная ответственность по ст. 199 КоАП	административное взысканию в виде административного штрафа в размере 400 МРП в сумме 740 800 тенге в доход государства	740 800	исполнено
от 6 ноября 2014 года	Специализированный межрайонный административный суд г. Астаны	Административное правонарушение, предусмотренного ст. 179 ч. 1 КоАП	Административное взыскание в виде штрафа в размере 500 МРП в сумме 926 000 тенге со взысканием в доход государства	926 000	исполнено

Описание факторов риска

Инвестирование в простые акции сопряжено с высокой степенью риска. Будущим инвесторам следует внимательно ознакомиться с факторами риска, изложенными ниже, а также с другой информацией, содержащейся в настоящем инвестиционном меморандуме, до того, как они примут решение о том, инвестировать ли в простые акции Эмитента. Риски, описанные ниже, не являются единственными рисками, с которыми может столкнуться Эмитент. Другие риски и неопределенности, о которых Эмитент не знает или которые, по его мнению, на данный момент являются незначительными, могут также неблагоприятно отразиться на деятельности Эмитента. Любые такие риски могут иметь существенные неблагоприятные последствия для работы, финансового положения, результатов коммерческой деятельности и дальнейших перспектив Эмитента. В этом случае курс простых акций Эмитента может снизиться, а инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций.

Факторы риска, связанные с деятельностью Эмитента

Доход и чистая прибыль Эмитента существенно колеблются с изменением цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества независимых от Эмитента факторов.

Продажа сырой нефти является существенным источником дохода Эмитента, и цены на сырую нефть зависят от множества независимых от Эмитента факторов, в том числе:

- предложение и спрос на глобальных и региональных рынках, и ожидания в отношении будущего предложения и спроса на сырую нефть и нефтепродукты;
- влияние кризисных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на газ и нефтепродукты;
- глобальные и региональные социально-экономические и политические условия, и развитие военных действий, особенно, в странах одного с Казахстаном региона (включая, без ограничения, Российскую Федерацию и Украину), а также на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;
- погодные условия и стихийные бедствия;
- доступ к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;
- стоимость и возможность закупки альтернативных видов топлива;
- возможность членов Организации стран-экспортеров нефти («ОПЕК»), и других стран-производителей сырой нефти, устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;

-
- государственное регулирование и действия, в том числе экспортные ограничения и налоги, в Казахстане и других странах;
 - неопределенность рынка и спекулятивная деятельность.

Доходность Эмитента, получаемая от продажи сырой нефти, в большей степени определяется разницей между доходом, полученным от добываемой Эмитентом сырой нефти, и ее операционными расходами, а также расходами, связанными с транспортировкой и продажей сырой нефти Эмитента. Хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании, во многом зависят от преобладающих цен на нефть. Исторически сложилось, что высокие цены на нефть оказали значительное, положительное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Эмитента, в то время как снижение цен на нефть может привести к снижению объемов добычи сырой нефти, которые являются экономически выгодными для Эмитента, или снижению экономической эффективности уровня добычи определенных скважин, или планируемых или осуществляемых проектов, так как затраты на добычу будут превышать ожидаемый доход от такой добычи. Эмитент не может дать никаких гарантий того, что текущие цены на нефть повысятся или, хотя бы, останутся на том же уровне в будущем. Любое снижение (даже относительно незначительное) цен на сырую нефть или любое сокращение общих объемов добычи Эмитента может привести к уменьшению чистого дохода, ухудшить возможности Эмитента по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождения Эмитента, и оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Эмитента. В частности, с целью сохранения сбалансированного бюджета Эмитента установила минимальную цену за баррель сырой нефти, при которой, по мнению Руководства, компания может в соответствии с планами продолжать свою деятельность и реализацию проектов капитальных расходов, однако если за цена за баррель опускается ниже этой отметки, нет никаких гарантий, что Эмитент будет продолжать реализацию программ запланированных капитальных расходов, если Эмитенту не удастся получить финансирование на реализацию таких проектов у «Самрук-Казына» или из других источников.

Эмитент имеет довольно высокую долю заемных средств, и она ориентирована на перспективную программу развития, которая может повлечь за собой увеличение долговых обязательств в ближайшие годы.

В настоящее время, Эмитент занимается программами усиленного капиталовложения и транспортными проектами с совместными предприятиями, в частности, по газопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент и Азиатскому газопроводу, в том числе Северо-Каспийским проектом (месторождение Кашаган), которые будут финансироваться Эмитентом пропорционально ее доле участия в Проекте Северо-Каспийского Консорциума («ПСКК») в размере 16,88% процента, которой она владеет через своё 100-процентное дочернее предприятие КМГ Кашаган Б.В. (KMG Kashagan B.V.). Для реализации ПСКК требуются значительные капиталовложения (в том числе стоимость замены трубопровода после обнаружения утечек в трубопроводе и приостановки промышленной добычи в октябре 2013 г.). Эмитент предполагает, что такие программы могут потребовать от компании взять на себя дополнительный долг, который может повлечь увеличение отвлечения денежных ресурсов. Кроме того, хотя ООО «Тенгизшевройл» («ТШО») рассчитывает финансировать свои соответствующие доли капиталовложений за счет своих собственных денежных потоков или, когда это необходимо, за счет внешнего финансирования.

Также не может быть никаких гарантий, что уровень долга Эмитента не будет продолжать увеличиваться в будущем, или что Эмитент будет в состоянии дополнительно финансировать свои задолженности при наступлении срока погашения на условиях, благоприятных или приемлемых для Эмитента, либо вообще. Любая неудачная попытка дочерних организаций Компании дополнительно финансировать свою непогашенную задолженность, может привести к снижению дивидендов, выплачиваемых Эмитенту, которые могли бы, в свою очередь, повлиять на его доход и денежный поток. Кроме того, отказ Эмитента от дополнительного финансирования непогашенной задолженности может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Эмитента.

Деятельность Эмитента в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем при транспортировке своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана.

Транспортировка казахстанской сырой нефти, предназначенной для экспорта, осуществляется в основном по трубопроводам, а также железнодорожным и морским транспортом, по маршрутам, проходящим через иностранные государства. В настоящее время Эмитент посредством дочерних организаций экспортирует производимую дочерними организациями и сторонними добывающими компаниями сырую нефть через российские трубопроводы в порты Черного моря для отгрузки в Европу, и через Азербайджан по железной дороге в Батумский порт и нефтеналивной терминал (как определено ниже) для отгрузки в Европу. Соответственно, транспортировка нефти Эмитента в значительной степени зависит от межправительственных соглашений между Казахстаном, Россией и другими государствами, оба из которых находятся вне контроля Эмитента.

Кроме того, любое сокращение или прекращение экспорта Эмитентом, независимо от того, происходит ли это в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, или разногласий с партнерами Эмитента, в числе прочего, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на объемы экспорта что, в свою очередь, может повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности. Значительное нарушение транспортировки также может привести к снижению или перерыву производства, которое вместе с затратами на возобновление и восстановление производства до уровней предварительного сокращения или прекращения, может оказать существенное негативное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Эмитента.

Пользователи газотранспортной сети, оператором которой является АО Intergas Central Asia («ИЦА») - газотранспортное дочернее предприятие Эмитента – зависят, кроме того, от соединения с газопроводами третьих лиц в Туркменистане, Узбекистане и России, при осуществлении приема и поставки природного газа. Соответственно, сокращение прав доступа к распределяемым мощностям трубопроводов третьих лиц, расположенных в Туркменистане, Узбекистане и России, в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, среди прочего, может привести к сокращению объемов газа, транспортируемого ИЦА, и оказать существенное негативное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Эмитента.

Многие месторождения Эмитента являются зрелыми

РД КМГ – это крупнейшая дочерняя организация компании по запасам и производству. Компании, которые представлены месторождениями, разрабатываемыми ОАО «Озенмунайгаз» («ОМГ») (ранее добычной участок Озенмунайгаз) и ОАО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ») (ранее добычной участок Эмбамунайгаз), 100%-ными дочерними организациями РД КМГ, и расположенными в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на довольно зрелых месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается, а добыча из определенных месторождений больше не является конкурентоспособной. Эмитент намерен поддерживать уровень добычи с помощью различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение новых скважин, капитальный ремонт скважин и внедрение технологий стимуляции скважин и добычи нефти усовершенствованными вторичными методами. Эмитент также намерен увеличить общий уровень добычи с помощью новых обнаружений в долгосрочной перспективе и приобретения новых продуктивных нефтяных и газовых месторождений, как в Казахстане, так и за рубежом. Такие действия обычно включают в себя значительные уровни капитальных расходов на новые технологии и альтернативные методы извлечения запасов из таких месторождений. Эмитент не может предоставить никаких гарантий того, что сможет достичь указанных стратегических целей или что ее деятельность принесет желаемые результаты. Неспособность вообще выполнять эти работы или оправдывающие затраты действия, может привести к снижению производства или прибыльности такого производства,

которое, в свою очередь, может оказать существенное негативное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Эмитента.

Многие транспортные и перерабатывающие мощности Эмитента построены много лет назад и могут потребовать существенных дополнительных инвестиций, в частности, для соответствия требованиям экологических стандартов.

Добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Эмитента в большой степени зависят от устаревшей инфраструктуры, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на его деятельность. Системы транспортировки природного газа, оператором которой является ИЦА, в том числе трубопроводы и компрессорные станции, в основном, построены более 30 лет назад. Большинство трубопроводов построены более 25 лет назад, а некоторые отрезки – более 35 лет назад, и потеряли в стоимости. Эмитент инвестировал значительную сумму денег в ремонт и модернизацию сети трубопроводов и компрессорных станций для приведения их в соответствие с международными стандартами. Нет никаких гарантий, что любых задержек или сбоя поставок природного газа клиентам Эмитента удастся избежать в будущем из-за нагрузки и коррозии трубопроводов, дефектов и конструкций компрессорных станций, проблем связанных с суровыми климатическими условиями или недостаточным техническим обслуживанием или недостаточной модернизацией сети, аварии оборудования или процессов, приводящих к снижению ожидаемого уровня производства или производительности.

Добыча и другая деятельность Эмитента могут быть сокращены из-за неблагоприятных погодных явлений.

Климат в Казахстане характеризуется суровыми зимами и жарким летом. Большое количество производственных мощностей и протяженные участки сетей Эмитента расположены в районах с суровыми погодными условиями, особенно в зимний период, а также с резким перепадом между зимними и летними температурами, что может привести к более быстрому износу трубопроводов и сопутствующего оборудования. Крайне суровые погодные условия и удаленность некоторых объектов Эмитента могут осложнить доступ к ним для оперативного проведения ремонтных работ или технического обслуживания. Кроме того, зимние штормы негативно влияют на уровень добычи в связи с невозможностью персонала и оборудования добраться до буровых площадок или других мощностей. Нет никаких гарантий, что дальнейшие особые явления погоды негативно не повлияют на деятельность Эмитента, что в свою очередь окажет существенное негативное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности.

Влияние неразвитой инфраструктуры на деятельность Эмитента в области разведки, добычи и переработки

Деятельность Группы по бурению и добыче подвергалась и будет подвергаться негативному влиянию неразвитой инфраструктуры. Электросеть Казахстана устарела, электропитание зачастую отключается или происходят перебои. Наряду с другими нефтедобывающими компаниями Эмитент сталкивался с подобными перебоями непосредственно на месторождениях. В случае возникновения проблем или других негативных изменений, влияющих на систему необходимого электропитания, которая требуется для осуществления деятельности или питания соответствующих объектов, под ударом может оказаться бизнес Группы, ее финансовые показатели, результаты деятельности и перспективы.

Из-за постоянных задержек, высокого уровня неопределенности и штрафов на месторождении Кашаган могут значительно вырасти капитальные затраты Эмитента.

Вследствие того, что Компании принадлежит часть в Северо-Каспийском проекте через дочернюю компанию «КМГ Кашаган Б.В.» (KMG Kashagan B.V.), компания несет ответственность за часть программы капитальных расходов на месторождении Кашаган. После того как в мае 2012 года из-за задержки начала промышленной добычи был изменен план разработки и бюджет, совокупные капитальные затраты на реализацию первого этапа проекта выросли еще на 6,9 миллиардов долларов, составив в целом 45,6 миллиарда долларов. Добыча на месторождении Кашаган

началась 11 сентября 2013 года, однако 9 октября 2013 года была остановлена, в связи с обнаружением утечек в трубопроводе между наземным и морским комплексами. Все производственные объекты морского (остров «Д») и наземного комплексов (завод «Болашак») были переведены в режим ожидания. В настоящее время продолжают работы по замене трубопроводов, выполняется комплекс мероприятий по подготовке к возобновлению добычи. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган возобновится к концу 2016 года, однако нет никаких гарантий, что в будущем удастся избежать задержек и превышения затрат.

Для осуществления своей деятельности Эмитент нуждается в значительных капитальных затратах, и может оказаться не в состоянии финансировать свои запланированные капитальные затраты.

Для осуществления своей деятельности Эмитент нуждается в значительных капитальных затратах, связанных с разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства.

Если Эмитент не сможет привлечь необходимое финансирование от Самрук-Казына (далее С-К), государства, международных или местных банков, либо на рынках капитала, она будет вынуждена сократить запланированные капитальные затраты, урезать или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на способность осуществлять расширение деятельности, а если сокращения окажутся достаточно серьезными, это может неблагоприятно отразиться на способности поддерживать свою хозяйственную деятельность на текущем уровне.

Деятельность Эмитента подвержено влиянию банковского сектора Казахстана.

В последние несколько лет, Эмитент распределил свою избыточную ликвидность примерно поровну между международными банками (в том числе между местными филиалами международных банков) и банков Казахстана. В результате, Банки столкнулись со значительными финансовыми трудностями во время недавнего мирового финансового кризиса. Хотя банковские депозиты Эмитента не были заморожены в любое время, руководство Эмитента считает, что способность иметь доступ к этим депозитам может ограничиваться в результате финансового положения Банков. В случае если банковский сектор Казахстана испытает трудности, это может привести к фактическому или юридическому замораживанию всех денежных средств Эмитента или их части, что может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

Деятельность Эмитента осуществляется в удаленных или иных недоступных регионах

В силу удаленности многих производственных объектов Эмитента, как правило, отсутствует прямой доступ к оборудованию или техническим средствам для решения таких проблем, как, в числе прочих, поломки или неисправности оборудования, при этом могут возникать задержки в обеспечении доступа к необходимым материалам для проведения необходимого ремонта и технического обслуживания. Кроме того, поломки или неисправности оборудования, влияющие на некоторые основные производственные мощности Эмитента, такие как транспортные объекты, а также взаимодействие между промышленной системой сбора нефти и газа и ее перерабатывающими мощностями, могут, в свою очередь, повлиять на способность Эмитента по использованию ее производственных мощностей и значительно сократить или остановить добычу. Кроме того, деятельность в отдельных районах подвергается риску, который вызван слаборазвитой инфраструктурой, такой как отключение электричества, что может сократить добычу нефти. В силу удаленности многих производственных объектов Компании, ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для террористических актов, саботажа и стихийных бедствий. В результате этого, Эмитент может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие акты или устранить ущерб, возникший в результате таких актов, которые могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

Длительные периоды высокого уровня инфляции могут оказать неблагоприятное воздействие на деятельность Эмитента.

Деятельность Эмитента в основном осуществляется в Казахстане, и большинство своих расходов Эмитент несет в Казахстане. Так как большинство расходов выражаются в тенге, инфляционное давление в Казахстане является существенным фактором, оказывающим влияние на расходы Эмитента. Например, оплата труда работников и подрядчиков, стоимость потребления и плата за электроэнергию были, и, вероятно, продолжают быть, особенно чувствительными к денежной инфляции в Республике Казахстан.

В условиях низких цен на нефть, Эмитент может оказаться не в состоянии значительно увеличить цены, которые она получает от продажи сырой нефти, нефтепродуктов переработки нефти и газа, для сохранения имеющейся операционной маржи, особенно в случае продаж сырой нефти и нефтепродуктов на внутренних рынках.

После того как 11 февраля 2014 года НБК провел девальвацию тенге на 18,3%, обменный курс составил 184,50 тенге за 1 доллар США. Нет никаких гарантий, что девальвация в будущем не повторится и не приведет к росту инфляции. Рост инфляции может оказать негативное влияние на деятельность Эмитента, ее перспективы, финансовые показатели, потоки капитала или результаты деятельности.

Эмитент зависит от услуг третьих лиц.

Эмитент в значительной степени зависит от внешних подрядчиков при проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры. Эмитент активно стремится выполнить большую часть этих услуг внутри Группы по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче, разведке и транспортировке, но и привлекает к работе внешних подрядчиков. Эмитент использует внешних подрядчиков во всех регионах Казахстана при выполнении таких серьезных работ, как капитальный ремонт и техническое обслуживание скважин, ремонт и техобслуживание оборудования, буровых систем, систем изоляции трубопроводов, и электромеханических систем защиты, техобслуживание и замена труб и другие основные работы по техническому обслуживанию зданий и сооружений. В результате, Эмитент в значительной степени зависит от удовлетворительного качества работы ее внешних подрядчиков и от исполнения ими своих обязательств. Неудовлетворительное исполнение обязательств подрядчиками может привести к задержкам сроков или сокращению объемов добычи, транспортировки, переработки или поставки нефти и газа и сопутствующей продукции, что может негативно повлиять на результаты деятельности.

Правительство, которому принадлежит косвенный контроль над Эмитентом, может содействовать назначению или смещению членов руководства.

Эмитент создан в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство, через Самрук-Казына, является 100% косвенным владельцем и, соответственно, может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности руководителей Эмитента и ее дочерних организаций. Эмитент не может дать никаких гарантий относительно того, что Правительство не будет осуществлять дальнейших или частых изменений в структуре руководства Эмитента, что может мешать ее деятельности.

Деятельность дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Эмитента зависит от исполнения обязательств, предусмотренных соответствующими лицензиями, контрактами и программами разработки месторождений.

Деятельность Эмитента осуществляется в соответствии с условиями заключенных Контрактов на недропользование и годовых рабочих программ и бюджетов, как предусмотрено в Контрактах на недропользование. Закон предусматривает возможность наложения штрафов и приостановления или расторжения Контракта о недропользовании в случае неисполнения держателем лицензии или стороной Соглашения своих обязательств, предусмотренных таким Контрактом на недропользование, или в случае несвоевременной уплаты сборов и налогов на недропользование, не предоставления запрашиваемой геологической информации или несоблюдения иных требований по предоставлению отчетности.

Государственные органы вправе проверять и периодически проверяют соблюдение Эмитентом положений Контрактов на недропользование, и, соответственно, Эмитент не может дать никаких гарантий того, что мнение государственных органов в отношении разработки месторождений или соблюдения условий соответствующего Контракта на недропользование будут совпадать с мнением Эмитента, а это может привести к возникновению неразрешимых разногласий. Приостановление, отмена или расторжение какого-либо Контракта о недропользовании, а также любые задержки в текущей разработке месторождений или в проведении операций по добыче на таких месторождениях вследствие таких разногласий могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности.

Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Эмитента могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методики.

Существует множество неопределенностей, характерных для осуществления оценки объема запасов и прогнозирования будущих объемов добычи, включая многие факторы, не зависящие от Эмитента. Оценка объема запасов представляет собой субъективный процесс, и оценки различных экспертов часто существенно отличаются. Кроме того, результаты бурения, испытаний и добычи после проведения оценки могут привести к пересмотру такой оценки. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от фактически добытых объемов сырой нефти и природного газа и, соответственно, доходы по ним могут оказаться существенно ниже ожидаемых на данный момент. Значение таких оценок в большой степени зависит от точности допущений, на основе которых они сделаны, от качества имеющейся информации и возможности подтверждения такой информации в соответствии с отраслевыми стандартами.

Если допущения, на основе которых сделаны оценки запасов сырой нефти и газа Эмитента, окажутся неверными, то Эмитент может оказаться не в состоянии осуществлять добычу сырой нефти и газа на уровне, соответствующем оценкам, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности.

Забастовки персонала

Компания осуществляет производственную деятельность в регионах с высокими социальными и экономическими рисками, оказывающими существенное влияние на деятельность компании. Риск забастовки персонала неоднократно реализовывался в производственных активах компании в прошлом и оказывал значительное влияние на производственные показатели компании. 5 марта 2014 года на третьем заседании Совета по развитию социального партнерства и урегулированию трудовых споров и конфликтов обсуждены вопросы и проекты следующих документов: Корпоративное соглашение о взаимодействии в сфере регулирования социально - трудовых отношений между АО «НК «КазМунайГаз» и РОО «Отраслевой профсоюз работников нефтегазовой отрасли»; утверждены Типовые правила единой системы внутренних коммуникаций между работодателями и работниками дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз»; Типовые правила оказания социальной поддержки работникам дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз»; Типовые правила оплаты труда работников дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз»; утверждение Плана работы Совета по развитию социального партнерства и урегулированию трудовых споров и конфликтов КМГ на 2014 год. В феврале – марте, августе-сентябре 2014 года в группе компаний КМГ проведены отчетные собрания руководителей дочерних предприятий КМГ с трудовыми коллективами с участием профсоюзных организаций, представителей АО НК «КазМунайГаз». 4 апреля 2014 г. проведен Круглый стол на тему «Единая социально - трудовая политика АО НК «КазМунайГаз» - конструктивный путь предупреждения трудовых споров», на котором присутствовали руководство КМГ, дочерних компаний и лидеры профсоюзных организаций отрасли, представитель государственных органов и др. Для профсоюзных лидеров, а также для заместителей руководителей ДЗО по социальным вопросам было организовано двухдневное обучение в г. Актау по вопросам переговорного процесса, конфликтологии и принципов согласования интересов.

Компания проводит последовательную работу по вопросам корпоративной социальной ответственности, в том числе: ежегодные встречи первых руководителей с производственными коллективами, обеспечение обратной связи между руководством и коллективом, информационно-разъяснительные работы на производствах, встречи руководства КМГ с трудовыми коллективами производственных объектов.

Риски по выплате дивидендов:

Любое будущее решение в отношении выплаты дивидендов Эмитентом будет приниматься на основании решения акционеров, и будет зависеть от наличия распределяемой прибыли, результатов операционной деятельности и финансового состояния Эмитента, будущих потребностей в капитале, основных операций и других факторов, которые будут учтены директорами в качестве существенных. Эмитент не может дать никакой гарантии в отношении выплаты дивидендов.

Риски инвестирования в ценные бумаги:

Потенциальным инвесторам следует иметь в виду, что стоимость инвестиции в акции Эмитента может, как упасть, так и вырасти, и что рынок ценных бумаг может не отражать реальную стоимость Эмитента, а значит, инвесторы подвержены риску недополучения прибыли или потерь всех инвестиций.

ФИНАНСОВОЕ СОСТОЯНИЕ

Сводная финансовая отчетность КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

Тыс. Тенге

	На 31 марта 2015 года	На 31 декабря 2014 года	На 31 декабря 2013 года	На 31 декабря 2012 года
Активы				
Долгосрочные активы				
Основные средства	4 389 609 951	4 296 118 047	3 747 999 966	3 423 256 395
Активы по разведке и оценке	287 591 181	277 064 868	221 699 938	185 284 168
Инвестиционная недвижимость	27 055 979	27 197 634	28 243 320	-
Нематериальные активы	181 162 250	182 966 270	200 442 883	201 207 926
Долгосрочные банковские вклады	100 011 325	97 524 249	81 935 736	2 487 515
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	1 288 666 511	1 217 661 400	998 490 176	894 097 039
Активы по отсроченному подоходному налогу	93 868 595	93 131 484	29 688 534	34 167 348
НДС к возмещению	84 774 496	79 168 765	18 921 820	8 641 358
Авансы за долгосрочные активы	115 349 414	100 705 148	84 500 167	117 846 042
Облигации к получению	37 211 446	37 145 896	36 922 676	36 725 575
Вексель к получению от участника совместного предприятия	14 712 761	13 807 568	13 222 376	14 326 455
Вексель к получению от ассоциированной компании	29 173 969	28 237 627	22 411 853	20 721 926
Заем связанной стороне	90 388 988	101 900 198	22 558 713	16 637 532
Прочие долгосрочные активы	33 446 706	34 569 632	28 237 430	30 347 102
	6 773 023 572	6 587 198 786	5 535 275 588	4 985 746 381
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	183 032 486	194 960 759	195 377 825	203 281 273
НДС к возмещению	96 369 172	110 052 511	151 553 582	123 223 688
Предоплата по подоходному налогу	61 175 999	42 744 212	52 345 584	42 555 972
Торговая дебиторская задолженность	202 695 982	202 622 353	284 447 047	219 286 785
Краткосрочные финансовые активы	742 258 288	728 577 074	814 592 127	659 577 808
Облигации к получению	1 110 000	4 440 000	4 440 000	4 440 000
Вексель к получению от участника совместного предприятия	4 742 425	4 658 127	3 969 193	3 895 304
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	-	-	19 262 694	34 820 940
Производные финансовые инструменты	2 133 119	6 427 473	-	-
Прочие текущие активы	87 401 058	98 581 850	74 084 738	130 586 188
Денежные средства и их эквиваленты	382 910 700	823 031 494	407 326 766	415 085 451
	1 763 829 229	2 216 095 853	2 007 399 556	1 836 753 409
Активы, классифицированные как	42 975 134	35 546 227	15 510 696	11 221 633

предназначенные для продажи	1 806 804 363	2 251 642 080	2 022 910 252	1 847 975 042
ИТОГО АКТИВОВ	8 579 827 935	8 838 840 866	7 558 185 840	6 833 721 423
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал	557 072 340	557 072 340	546 485 470	527 760 531
Дополнительный оплаченный капитал	226 761 347	226 761 347	19 645 866	19 062 712
Прочий капитал	2 105 737	2 105 737	2 185 813	2 180 382
Резерв от пересчета валюты отчетности	458 388 220	448 739 927	269 950 758	222 112 349
Нераспределённая прибыль	2 638 694 685	2 627 270 657	2 611 367 993	2 241 272 475
Относящийся к акционеру материнской компании	3 883 022 329	3 861 950 008	3 449 635 900	3 012 388 449
Неконтрольная доля участия	556 031 322	555 162 424	586 555 014	581 147 319
Итого капитала	4 439 053 651	4 417 112 432	4 036 190 914	3 593 535 768
Долгосрочные обязательства				
Займы	2 498 207 540	2 427 190 567	2 005 432 081	1 593 704 304
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	407 132 492	396 345 201	214 885 792	226 366 710
Резервы	193 102 683	183 530 985	114 584 815	115 117 818
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	202 020 801	194 793 626	157 991 090	154 546 429
Финансовые гарантии выпущенные	9 048 517	9 077 566	-	-
Прочие долгосрочные обязательства	12 004 419	12 938 824	13 850 020	26 174 856
	3 321 516 452	3 223 876 769	2 506 743 798	2 115 910 117
Текущие обязательства				
Займы	304 313 628	670 529 840	301 710 769	469 943 861
Резервы	54 151 468	50 329 517	93 273 602	34 598 962
Подоходный налог к уплате	3 415 940	2 250 849	55 365 055	48 103 198
Торговая кредиторская задолженность	245 146 004	233 653 734	225 091 612	227 115 792
Прочие налоги к уплате	61 511 639	80 534 178	109 643 397	109 435 007
Финансовые гарантии выпущенные	768 674	755 010	-	-
Производные финансовые инструменты	781 322	277 887	441 058	372 026
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»		-	107 443 991	113 183 280
Прочие текущие обязательства	137 574 404	147 781 512	119 197 681	117 740 857

	807 663 079	1 186 112 527	1 012 167 165	1 120 492 983
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	11 594 753	11 739 138	3 083 963	3 782 555
Итого обязательств	4 140 774 284	4 421 728 434	3 521 994 926	3 240 185 655
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	8 579 827 935	8 838 840 866	7 558 185 840	6 833 721 423

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

Тыс. Тенге

	На 31 марта 2015г	На 31 декабря 2014 г	На 31 декабря 2013 г	На 31 декабря 2012 г
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	569 714 428	3 186 763 690	3 247 716 806	2 960 418 491
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(469 115 828)	(2 322 161 894)	(2 347 831 136)	(2 090 818 113)
Валовая прибыль	100 598 600	864 601 796	899 885 670	869 600 378
Общие и административные расходы	(35 937 133)	(173 720 320)	(162 176 343)	(163 051 472)
Расходы по транспортировке и реализации	(66 105 730)	(358 874 273)	(332 164 322)	(360 696 826)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, нетто	(237 682)	(321 205 244)	(62 482 577)	(82 389 739)
Обесценение гудвилла		(30 744 793)	-	
Доход / (убыток) от выбытия основных средств, нетто	(308 682)	(3 639 406)	(4 940 947)	(3 825 536)
Доход от продажи доли участия в дочерних организациях				9 642 396
Прочий операционный доход	4 108 678	18 329 825	30 649 171	27 527 008
Прочий операционный убыток	(1 839 733)	(17 711 610)	(17 195 161)	(16 846 397)
Прибыль от операционной деятельности	278 318	(22 964 025)	351 575 491	279 959 812
Положительная/(Отрицательная) курсовая разница, нетто	20 597 665	67 611 458	(22 208 626)	(18 005 652)
Финансовый доход	22 350 639	55 490 877	42 374 342	29 024 440
Финансовые затраты	(62 001 455)	(202 470 692)	(171 671 297)	(169 183 806)
Обесценение инвестиции в СКО и ассоциированных	-	(1 034 370)		(2 955 515)
Обесценение активов, предназначенных для продажи	-	(4 992 179)		
Доход(убыток) от выбытия дочерних организаций	(400 820)			
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	61 855 247	427 857 457	483 517 390	471 086 475
Прибыль до учёта подоходного налога	42 679 594	319 498 526	683 587 300	589 925 754
Расходы по подоходному налогу	(29 571 749)	(117 101 042)	(193 200 138)	(177 130 700)

Прибыль за год от продолжающейся деятельности	13 107 845	202 397 484	490 387 162	412 795 054
Прекращенная деятельность				
Прибыль за год от прекращенной деятельности, за минусом налога	(1 049 968)	(3 182 392)	(1 744 975)	628 105
Прибыль за год	12 057 877	199 215 092	488 642 187	413 423 159
Приходится на:				
Акционера материнской компании	11 424 028	207 362 949	440 955 063	369 420 373
Долю меньшинства	633 849	(8 147 857)	47 687 124	44 002 786
	12 057 877	199 215 092	488 642 187	413 423 159
Прочий совокупный доход				
<i>Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>				
Пересчет иностранной валюты	10 169 872	209 509 690	49 338 488	34 834 228
Чистые (расходы)/доходы от хеджирования денежных потоков		-	-	-
Чистый прочий совокупный доход за период, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах	10 169 872	209 509 690	49 338 488	34 834 228
<i>Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:</i>				
Доходы/(расходы) от переоценки по планам с установленными выплатами		(1 100 442)	(3 066 496)	-
Налоговый эффект компонентов совокупного дохода (убытка)		(27 426)	421 186	-
Чистый прочий совокупный доход за период, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах	-	(1 127 868)	(2 645 310)	-
Прочий совокупный доход за период	10 169 872	208 381 822	46 693 178	34 834 228
Итого совокупного дохода за период, за вычетом подоходного налога	22 227 749	407 596 914	535 335 365	448 257 387
Приходится на:				
Акционера Компании	21 072 321	385 103 657	486 251 522	402 959 622
Долю меньшинства	1 155 428	22 493 257	49 083 843	45 297 765
	22 227 749	407 596 914	535 335 365	448 257 387

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

в тысячах тенге

	На 31 марта 2015 г	На 31 декабря 2014 г	На 31 декабря 2013 г	На 31 декабря 2012 г
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности	42 679 594	319 498 526	683 587 300	589 925 754
Убыток до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности	(936 028)	(3 101 537)	(1 549 184)	611 161

Прибыль до учета подоходного налога	41 743 566	316 396 989	682 038 116	590 536 915
Корректировки на:				
Износ, истощение и амортизацию	44 120 334	211 195 042	180 622 767	163 920 017
Долю в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	(61 855 247)	(427 857 457)	(483 517 390)	(471 086 475)
Финансовые затраты	62 001 455	202 470 692	171 743 877	169 265 287
Финансовый доход	(22 350 639)	(55 490 877)	(42 388 429)	(29 033 061)
Нереализованные убытки / (доходы) от производных инструментов	4 229 757	(6 621 755)	675 161	-
Реализованные доход от производных инструментов (Доход) / Убыток от выбытия основных средств и нематериальных активов, нетто	(1 891 323)	(2 618 352)	(2 185 519)	-
Обесценение основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	308 682	3 639 406	4 940 947	3 825 536
Обесценение инвестиций в СКО		1 034 370	-	2 955 515
Обесценение гудвилла		30 744 793	-	
Обесценение активов, классифицированных как предназначенные для продажи		4 992 179	-	
Доход(убыток) от выбытия дочерних организаций	400 820			(9 642 396)
Резервы	10 161 141	470 260	9 936 903	(3 648 057)
Резервы по обесценению дебиторской задолженности и прочих текущих активов (Восстановление) / начисление резерва по устаревшим товарно-материальным запасам	248 679	1 306 152	3 533 899	12 845 618
Изъятие долевых инструментов	(3 165 757)	(1 517 304)	1 355 756	1 323 816
Признание расходов по опционной программе	-			1 052 261
Нереализованную (положительную) / отрицательную курсовую разницу	(21 616 601)	(107 906 526)	15 605 299	21 719 359
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале	52 572 549	491 362 780	604 869 831	536 424 074
Изменение в товарно-материальных запасах	15 655 180	26 102 234	(2 416 525)	(16 944 951)
Изменение в НДС к получению	8 422 412	(8 742 624)	(38 610 356)	(43 383 785)
Изменение в торговой дебиторской задолженности	(154 273)	104 263 617	(68 694 161)	(30 325 957)
Изменение в прочих активах	12 252 880	(27 235 502)	65 418 351	46 800 225
Изменение в прочих налогах к уплате	(19 480 525)	(29 109 219)	208 390	10 537 323
Изменение в торговой кредиторской задолженности	25 509 785	(3 336 984)	14 537 267	(112 166 982)
Изменение в прочих долгосрочных обязательствах	(1 885 887)	(984 571)	2 109 672	
Изменение в прочих обязательствах	(18 558 585)	6 048 344	1 456 824	(26 571 922)

Поступление денежных средств от операционной деятельности	74 333 536	558 368 075	578 879 293	364 368 025
Поступления от производных инструментов	2 490 317	2328788		
Уплаченный подоходный налог	(40 556 594)	(178 584 194)	(136 127 337)	(122 294 681)
Вознаграждение полученное	14 547 395	41 645 502	33 683 149	19 484 736
Вознаграждение уплаченное	(29 610 573)	(155 277 014)	(132 442 421)	(125 297 871)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности	21 204 081	268 481 157	343 992 684	136 260 209
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:				
Чистое изъятие / (размещение) вкладов в банках	12 709 569	224 033 563	(267 937 850)	(184 985 705)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке	(110 864 682)	(558 885 281)	(589 790 095)	(452 827 782)
Поступления денежных средств от продажи основных средств, нематериальных активов, активов по разведке и оценке и инвестиционной недвижимости	179 993	7 280 896	11 701 790	9 311 877
Поступление от продажи активов, классифицированных как предназначенных для продажи		4 016 540		
Поступления денежных средств от продажи дочерней организации	313 396			9 422 051
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	4 626 250	302 418 013	370 549 999	467 629 802
Приобретение и вклады в совместные предприятия		(3 234 425)	(34 200)	(8 793 659)
Погашение займов, выданных связанным сторонам	136 379	3 093 298	24 728 274	95 877 707
Приобретение доли в Карачаганакском ОСРП				(150 035 141)
Займы, выданные связанным сторонам	(17 466 888)	(108 803 459)	(11 309 069)	4 149 281
Реализация совместного предприятия		147 813		
Приобретение дочернего приобретения		(28 507 982)		
Денежные средства приобретенного дочернего предприятия		8 235 554		
Денежные средства активов классифицированных как активы для выбытия	(2 259 496)	(2 649 907)		(539 668)
Чистое движение денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности	(112 625 479)	(152 855 377)	(462 091 151)	(210 791 237)
Денежные потоки от финансовой деятельности:				
Поступления по займам	130 593 478	682 264 686	790 901 238	563 266 802

Погашение займов	(494 269 234)	(326 531 746)	(598 401 903)	(473 073 217)
Дивиденды, выплаченные акционеру		(69 577 485)	(38 961 363)	(143 201 087)
Дивиденды, выплаченные неконтрольной доле участия		(48 203 538)	(43 105 904)	(34 322 200)
Выпуск акций				2 000 004
Выкуп собственных акций дочерней организацией			(153 058)	(36 202 658)
Поступление от выпуска акций - КТО				27 320 363
Изменение в доли участия в дочерней компании без потери контроля				304 084
Приобретение неконтрольной доли участия				
Спонсорская помощь, оказанная по распоряжению Акционера			(2 554 420)	-
Чистое движение денежных средств, (использованных в) / полученных от финансовой деятельности	(363 675 756)	237 951 917	107 724 590	(93 907 909)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	14 976 360	62 127 031	2 615 192	1 571 535
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	(440 120 794)	415 704 728	(7 758 685)	(166 867 402)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало периода	823 031 494	407 326 766	415 085 451	581 952 853
Денежные средства и их эквиваленты, на конец периода	382 910 700	823 031 494	407 326 766	415 085 451

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ КАПИТАЛА

	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
<i>В тысячах тенге</i>								
На 31 декабря 2011 года	341 393 764	17 314 366	1 966 059	188 573 100	2 033 113 206	2 582 360 495	581 657 604	3 164 018 099
Прибыль за год					369 420 373	369 420 373	44 002 786	413 423 159
Прочий совокупный доход				33 539 249		33 539 249	1 294 979	34 834 228
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	33 539 249	369 420 373	402 959 622	45 297 765	448 257 387
Взнос в уставный капитал	186 366 767	- 2 939 756				183 427 011		183 427 011
Дивиденды					- 143 201 087	- 143 201 087	- 34 322 200	-177 523 287
Дисконтирование беспроцентного займа Акционера							-	-
Распределения акционеру Компании		4 688 102			- 21 805 594	17 117 492		17 117 492
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях			214 323		- 603 361	- 389 038	1 441 299	1 052 261
Изъятие долевых инструментов в дочерних							-	-

предприятиях

Исполнение выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях									
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией	6 309 241	6 309 241	-	42 511 899					36 202 658
Перевод оценки основных средств	-	-							-
Объединение предприятий									-
Изменение доли участия без потери контроля	-	1 857 818	1 857 818	29 178 181					27 320 363
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия	-	102 485	-	102 485	406 569				304 084
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия в дочерних организациях “Rompetro Group N.V.”									-

На 31 декабря 2012 года	527 760 531	19 062 712	2 180 382	222 112 349	2 241 272 475	3 012 388 449	581 147 319	3 593 535 768
--------------------------------	--------------------	-------------------	------------------	--------------------	----------------------	----------------------	--------------------	----------------------

<i>В тысячах тенге</i>	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2012 года	527 760 531	19 062 712	2 180 382	222 112 349	2 241 272 475	3 012 388 449	581 147 319,0	3 593 535 768

Прибыль за год					440 955 063	440 955 063	47 687 124,0	488 642 187
Прочий совокупный доход				47 838 409	(2 541 950)	45 296 459	1 396 719,0	46 693 178
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	47 838 409	438 413 113	486 251 522	49 083 843,0	535 335 365
Взнос в уставный капитал	18 724 939					18 724 939		18 724 939
Дивиденды					(38 961 363)	(38 961 363)	(43 577 144,0)	(82 538 507)
Взнос Акционером Компании		583 154				583 154		583 154
Распределения акционеру Компании					(29 322 614)	(29 322 614)		(29 322 614)
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях			5 431		96 979	102 410	(76 543,0)	25 867
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение неконтрольной доли участия					(130 597)	(130 597)	(22 461,0)	(153 058)
На 31 декабря 2013 года	546 485 470	19 645 866	2 185 813	269 950 758	2 611 367 993	3 449 635 900	586 555 014,0	4 036 190 914

<i>В тысячах тенге</i>	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2013 года (согласно ФО 2012)	546 485 47	19 645 866	2 185 813	269 950 758	2 611 367 99	3 449 635 900	586 555 014,0	4 036 190 914
На 31 декабря 2013 года	546 485 47	19 645 866	2 185 813	269 950 758	2 611 367 99	3 449 635 900	586 555 014,0	4 036 190 914
Прибыль за год					207 362 949	207 362 949	(8 147 857,0)	199 215 092
Прочий совокупный доход				178 789 169	(1 048 461)	177 740 708	30 641 114,0	208 381 822
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	178 789 169	206 314 488	385 103 657	22 493 257,0	407 596 914
Взнос в уставный капитал	10 586 870	207 115 481				217 702 351		217 702 351
Дивиденды					(83 114 547)	(83 114 547)	(53 891 914,0)	(137 006 461)
Взнос Акционером Компании							-	-
Операции с Материнской Компанией					(26 916 423)	(26 916 423)		(26 916 423)
Распределения Материнской Компании					(80 363 549)	(80 363 549)		(80 363 549)
Признание выплат на основе долевого инструмента в дочерних организациях			(80 076)		(19 310)	(99 386)	8 072,0	(91 314)
Приобретение неконтрольной доли участия					2 005	2 005	(2 005,0)	-
На 31 декабря 2014 года	557 072 340	226 761 347	2 105 737	448 739 927	2 627 270 657	3 861 950 008	555 162 424,0	4 417 112 432
На 31 декабря 2014 года	557 072 340	226 761 347	2 105 737	448 739 927	2 627 270 657	3 861 950 008	555 162 424,0	4 417 112 432
Прибыль за год					11 424 028	11 424 028	633 849,0	12 057 877
Прочий совокупный доход				9 648 293	-	9 648 293	521 579,0	10 169 872,0
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	9 648 293	11 424 028	21 072 321	1 155 428	22 227 749
Взнос в уставный капитал							-	-
Дивиденды							-	-
Взнос Акционером Компании							-	-
Операции с Материнской Компанией							-	-
Распределения Материнской Компании							-	-
Признание выплат на основе долевого инструмента в							-	-

дочерних
организациях

Выбытие
дочерней
организации
Приобретение
неконтрольной
доли участия

(286 530,0) (286 530)

На 31 марта
2015 года 557 072 340 226 761 347 2 105 737 458 388 220 2 638 694 685 3 883 022 329 556 031 322,0 4 439 053 651

Нематериальные активы (на основании консолидированной отчетности)

Тыс. тенге

Наименование	Первоначальная стоимость	Величина начисленного износа	Остаточная стоимость на 01.04.2015
Гудвилл	173.693.677	(62.157.424)	111 536 253
Нематериальные активы по маркетингу	34.305.623	(1.510.553)	32 795 070
Программное обеспечение	45.364.649	(27.289.020)	18 075 629
Прочие	39.693.653	(20.938.355)	18 755 298
Итого:	293 057 602	(111 895 352)	181 162 250

Основные средства (на основании консолидированной отчетности)

Тыс. тенге

Наименование	Первоначальная стоимость	Начисленный износ	Остаточная стоимость на 01.04.2015	Процент износа
Нефтегазовые активы	3.158.118.454	(750.683.011)	2.407.435.443	23,8%
Трубопроводы	627.483.735	(89.411.269)	538.072.466	14,2%
Активы по нефтепереработке	787.613.930	(324.480.848)	463.133.082	41,2%
Здания и сооружения	367.633.133	(130.364.969)	237.268.164	35,5%
Машины и оборудование	452.755.216	(176.458.808)	276.296.408	39,0%
Транспорт	145.377.038	(73.938.587)	71.438.451	50,9%
Прочие	67.983.348	(39.853.669)	28.129.679	58,6%
Незавершенное строительство	387.788.618	(19.952.360)	367.836.258	5,1%
Итого	5 964 753 472	(1 605 143 521)	4 389 609 951	

Оценка основных средств на консолидированном уровне не проводилась.

Балансовая стоимость основных средств Эмитента (на основании консолидированной отчетности):

Тыс. тенге

Основные средства	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
31.12.2012	3 283 535,069	1 268 341,868	693 178,133	2 233 222	7 478 277,070
31.12.2013	3 154 838,764	1 044 768,153	569 879,848	2 233 602	7 003 088,765
31.12.2014	10 229 373,685	1 076 146,140	906 589,860	2 233 602	14 445 711,685
01.04.2015	10 193 585,904	1 050 984,895	859 496,105	2 233 602	14 337 668,904

Балансовая стоимость основных средств Эмитента (на основании консолидированной отчетности):

Тыс. тенге

Годы	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	01.04.2015
------	------------	------------	------------	------------

Нефтегазовые активы	1.960.029,016	2.067.707,778	2.330.978,251	2.407.435,443
Трубопроводы	292.786,187	300.227,747	538.898,415	538.072,466
Активы по нефтепереработке	460.497,374	476.738,643	464.213,942	463.133,082
Здания и сооружения	198.985,648	218.999,708	239.104,698	237.268,164
Машины и оборудование	189.576,023	238.070,105	274.772,593	276.296,408
Транспорт	89.013,754	95.080,967	72.283,827	71.438,451
Прочие	26.964,076	28.503,984	28.031,700	28.129,679
Незавершенное строительство	205.404,317	322.671,034	347.834,621	367.836,258
Итого	3.423.256,395	3.747.999,966	4.296.118,047	4.389.609,951

Незавершенное капитальное строительство

Тыс. тенге

Наименование объекта	Сумма (тенге)	Дата начала строительства	Дата завершения строительства	Цели и задачи проводимого строительства	Источники денег
Нефтепровод "Ескене-Курык"	2 233 222 000,00	30.05.2012	начало полномасштабного освоения месторождения Кашаган 2 фаза, 2024 год	прокладка нефтепровода с месторождения Кашаган в рамках ККСТ	собственные /заемные
ПСД системы автоматического газового пожаротушения	380 000,00	29.11.2013	30.11.2015	Оснащение складских помещений	собственные

Дебиторская задолженность

По дебиторам, имеющим перед Эмитентом задолженность в размере пять и более процентов от общей суммы его дебиторской задолженности; либо должен быть представлен список первых десяти наиболее крупных дебиторов Эмитента

Тыс. тенге

Наименование дебит. задолженности	Сумма задолженности на 01.04.2015	Сумма задолженности на 31.12.2014
Торговая дебиторская задолженность	202.695.982	202.622.353

По дебиторам, имеющим перед Эмитентом задолженность в размере пять и более процентов от общей суммы его дебиторской задолженности; либо должен быть представлен список первых десяти наиболее крупных дебиторов Эмитента (неконсолидированные данные)

Тыс. тг

Наименование	Сумма задолженности	Место нахождения	Срок погашения	Причина возникновения
1.АО «РД КазМунайГаз»	1 246 300	г.Астана	2015	Услуги управления
2.АО «КазТрансГаз»	19 573	г.Астана	2015	Реализация ОС
3.АО "Каспийский трубопроводный консорциум-К"	5 892	Атырауская область	2015	Услуги предоставления персонала
4.ТОО "Тенгизшевройл"	4 938	г.Атырау	2015	Услуги предоставления персонала

5.ГФ "Центр комплекс. развития"Сары-Арка" "	152 183	г.Астана	2015	Долг за передачу квартир
6.ТОО " НИИ технологий добычи и бурения"КазМунайГаз"	23 743	г.Астана	2015	Аренда помещения
7. АДЖИП Казахстан Норт КаспианОперейтинг Компани Н.В.	14 531	г.Атырау	2015	Услуги предоставления персонала
8. КМГ Глобал Солюшнс (КМГ Global Solutions В.У.).	8 673	г.Астана	2015	Услуги предоставления персонала
9. КМГ Кашаган Б.В. ").	46 986 848	г.Астана	2017	Отложенный платеж за приобретение доли участия

Резерв на обесценение 01.04.2015:

Тыс. Тенге

Резерв на обесценение	Сумма на 01.04.2015	Сумма на 31.12.2014
Резерв на обесценение на 31.12.2013	(27.760.995)	(26.709.602)
Резерв на обесценение, созданный в течение периода	(388.083)	(3.125.877)
Восстановление резерва в течение года	139.019	852.907
Безнадежная дебиторская задолженность, списанная в течение периода	106.496	4.161.093
Пересчет иностранной валюты	1.441.077	(2.952.088)
Прекращенные операции	48.460	10.887
Перевод в активы для продажи		1.685
Итого	(26.414.026)	(27.760.995)

Дебиторы, которые являются связанными сторонами:

Тыс. тенге

Компании под общим контролем	Совместные предприятия и ассоциированные компании АО "ФНБ Самрук-Казына"	Итого на 01.04.2015
АО "ФНБ "Самрук-Казына"		236.894
АО "НК "КТЖ"		795.469
АО "Казактелеком"		286.131
АО "КЕГОС"		40
АО «Национальная атомная компания «Казатомпром»		4.737.820
АО "Казпочта"		44.072
АО «НК «Казахстан Инжиниринг»		5.273
АО «Международный аэропорт Актобе»		88
АО «Самрук - Энерго"		1.534.433
ТОО "Самрук-Казына Контракт"		30.968
ТОО "Объединенная химическая компания"		33.782
АО "НГК "Таукен Самрук"		13.756
АО "Фонд недвижимости Самрук-Казына"		836
АО "Каспийский трубопроводный консорциум"	807.841	
Прочие ассоциированные компании	940.162	

ТОО СП Тенгизшевройл	1.496.561	
ТОО СП Казгермунай	59.649	
ТОО Казахойл Актобе	41.079	
ТОО КазРосГаз	1.607.073	
ТОО Казахстанско-Китайский трубопровод	2.049.664	
ТОО Азиатский газопровод	1.899.441	
АО «СЗТК «МунайГас»	216.389	
АО МангистауМунайГаз	6.236.609	
АО «Жамбылская ГРЭС»	1.319.383	
АО ПетроказахстанКумколь	12.986	
АО Каражанбасмунай	821.517	
Прочие совместно-контролируемые организации	672.705	

Дебиторы, дочерние организации (10 крупных)

Тыс. тенге

Наименование дочерней организации	Сумма задолженности	Место нахождения	Срок погашения	Причина возникновения
Торговая и прочая дебиторская задолженность				
ЧКОО"КМГ Кашаган Б.В."	46 986 848	г. Астана, Левый берег, ул. Достык 18 Бизнес центр "Москва" 18 этаж	2017	Отложенный платеж за приобретение доли участия
АО "Разведка Добыча "Казмунайгаз"	1 246 300	Левый Берег, пр-т Кабанбай Батыра 17, Астана, 010000	2015г	услуги управления
ТОО"НИИ технологий добычи и бурения "КазМунайГаз"	514 260	Мангистауская область, 130000, г. Актау, 6 микрорайон, здание 2	2015г	Авансы выданные(мониторинг геолого-разведочных проектов)
ТОО"НИИ технологий добычи и бурения "КазМунайГаз"	23 743	Мангистауская область, 130000, г. Актау, 6 микрорайон, здание 2	2015г	аренда помещения
АО "КазТрансГаз"	19 573	010000, г. Астана, район Есиль, улица 36, дом 11	2015-2016гг	реализация ОС
КМГ Глобал Солюшнс	8 673		2015г	услуги предоставления персонала
АО "Каспийский трубопроводный консорциум-К"	5 893	г. Астана, Есильский район, ул. Сыганак, д. 27 отель «Пекин Палас», 11 этаж	2015г	услуги предоставления персонала
ТОО "Тенгизшевройл"	4 938	г. Атырау, 060011, ул. Сагпаева 3	2015г	услуги предоставления персонала
Казахстанско-Британский Технический Университет	605	050000 г. Алматы, ул.Толеби, 59,	2015г	Авансы выданные

Займы выданные

Компания	Сумма займов на 01.04.2015	Сумма займов на 31.12.2014
ТОО "АНПЗ"	3 834 631 600KZT	3 834 631 600KZT
ТОО Астана Газ	458 728 000KZT	458 728 000KZT
ТОО "KMG Drilling & Services"	12 652 378 200KZT	12 652 378 200KZT

Компания	Сумма займов на 01.04.2015	Сумма займов на 31.12.2014
ТОО "KMG Drilling & Services"	439 876 330KZT	439 876 330KZT
Altai Shipping ltd	48 425 079USD	48 425 079USD
Alatau Shipping ltd	44 734 842USD	44 734 842USD
ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.»	249 378 141USD	240 752 927USD
АО "КМГ-Переработка и Маркетинг"	20 790 000 000KZT	20 790 000 000KZT
ТОО «КазМунайГаз-Сервис»	2 853 280 362KZT	2 853 280 362KZT
ТОО «Урихтау Оперейтинг»	6 224 296 000KZT	6 224 296 000KZT
АО "КазТрансГаз"	14 881 896 750KZT	14 881 896 750KZT
ТОО «Урихтау Оперейтинг»	4 609 805 900KZT	4 300 000 000KZT
ТОО "Oil Construction company"	179 872 425KZT	0
ТОО «Oil Services Company»	262 089 258KZT	0
ТОО "Ойл Транспорт Корпорейшэн"	189 490 715KZT	0
Купонные облигации АО «ФНБ «Самрук-Казына»	111 000 000 000KZT	111 000 000 000KZT

Акционерный капитал

Тыс. тенге

	01.04.2015г неаудир.	31.12.2014 Аудир.	31.12.2013 Аудир.	31.12.2012 Аудир.
Собственный капитал				
Уставный (акционерный) капитал	557 072 340	557 072 340	546 485 470	527 760 531
Эмиссионный доход	226 761 347	226 761 347	19 645 866	19 062 712
Выкупленные акции	-	-	-	-
Резервы	460 493 957	450 845 664	272 136 571	224 292 731
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	2 638 694 685	2 627 270 657	2 611 367 993	2 241 272 475
Итого капитал	3 883 022 329	3 861 950 008	3 449 635 900	3 012 388 449
Неконтрольные доли владения	556 031 322	555 162 424	586 555 014	581 147 319
Всего капитал	4 439 053 651	4 417 112 432	4 036 190 914	3 593 535 768
Выплаченные дивиденды, с учетом начисленного и выплаченного налога в бюджет	-	-	83 114 547	38 961 363

- По итогам 2006 года размер дивиденда на одну простую акцию составил 27,73 тенге, всего начислено и выплачено дивидендов на сумму 8 766 059 040 тенге;

- По итогам 2007 года размер дивиденда на одну простую акцию составил 92,40 тенге, всего начислено и выплачено дивидендов на сумму 29 209 331 000 тенге;

- По итогам 2008 года размер дивиденда на одну простую акцию составил 92,59 тенге, всего начислено и выплачено дивидендов на сумму 29 268 028 100 тенге;

- По итогам 2009 года размер дивиденда на одну простую акцию составил 53 тенге, всего начислено и выплачено дивидендов на сумму 16 940 104 200 тенге;

- По итогам 2010 года размер дивиденда на одну простую акцию составил 117 тенге 68 тиын, всего начислено и выплачено дивидендов на сумму 45 796 382 550 тенге.

- По итогам 2011 года размер дивиденда на одну простую акцию составляет 293 тенге 35 тиын, всего планируется выплатить дивиденды на сумму 143 201 087 066 тенге до 15 сентября 2012 года.

- В соответствии с решением Единственного акционера № 27/13 от 28 мая 2013 года сумма в размере 38 961 363 784 (тридцать восемь миллиардов девятьсот шестьдесят один миллион триста шестьдесят три тысячи семьсот восемьдесят четыре) тенге, составляющая 10,5% от консолидированной итоговой прибыли АО НК «КазМунайГаз» за 2012 год, направлена на выплату дивидендов Единственному акционеру.

Утвержденный размер дивидендов в расчете на одну простую акцию АО НК «КазМунайГаз» составил 75 (семьдесят пять) тенге 19 (девятнадцать) тиын.

- В 2014 году были начислены и выплачены дивиденды в размере 158,08 тенге за акцию на общую сумму 83 114 547 тыс. тенге.

Кредитные линии, займы и договоры лизинга

Займы полученные и ЦБ	Сумма займов на 01.04.2015	Сумма займов на 31.12.2014
KMG Finance Sub. B.V.	600 000 000 USD	800 000 000 USD
Подрядные компании Карачаганакского проекта	111 111 111 USD	194 444 444 USD
АО ФНБ "Самрук-Казына"	11 308 820 771KZT	11 308 820 771KZT
Еврооблигации	1 600 000 000USD	1 600 000 000USD
Еврооблигации	0	1 500 000 000USD
Еврооблигации	1 500 000 000USD	1 500 000 000USD
Еврооблигации	1 250 000 000USD	1 250 000 000USD
Еврооблигации	1 000 000 000USD	1 000 000 000USD
Еврооблигации	2 000 000 000USD	2 000 000 000USD
Еврооблигации	500 000 000USD	500 000 000USD
Еврооблигации	1 000 000 000USD	1 000 000 000USD
Купонные индексированные облигации БРК	88 674 538 941KZT	96 775 905 533KZT
Бескупонные облигации инвесторов	83 933 157 877 KZT	82 525 396 343

Займы по срокам погашения

Срок погашения	01.04.2015 (конс. неауд)	2014 (ауд)		2013 (ауд)		2012 (ауд)	
		Млн.тг	%	Млн.тг	%	Млн.тг	%
От 3-х мес. до 1 года	5 852	9 098	5%	8 409	8%	3 895	4%
От 1 до 5 лет	45 194	50 950	27%	22 559	22%	16 638	18%
Более 5 лет	126 293	130 141	68%	72 557	70%	71 774	78%
Просроченные	0	0	0%	0	0%	0	0%
Итого чистые выданные займы	177 340	190 189	100%	103 525	100%	92 307	100%

Займы по валютной концентрации

Валюта	01.04.2015 (конс.)	2014г		2013г		2012г	
		сумма	%	сумма	%	сумма	%
Тенге	276.828.143	310.855.387	10.03	237.962.390	10.31	265.733.278	12.88
USD	2.484.515.484	2.744.878.020	88.61	2.033.475.198	88.14	1.760.318.824	85.30
EURO	25.931.406	29.588.111	0.96	33.042.893	1.43	36.642.633	1.78
Другие валюты	15.246.135	12.398.889	0.40	2.662.369	0.12	953.430	0.05
Итого	2.802.521.168	3.097.720.407	100%	2.307.142.850	100%	2.063.648.165	100%

Выпуски облигаций Эмитента находящиеся в обращении

Дата начала обращения	Валюта	Объем выпуска, млн.	Купон %	Периодич ность выплаты	Срок обращения	Цель привлечения	Фондовая биржа
07.11.14	USD	1 000	6,00	Два раза в год	Октябрь 2044г	Общекорпорат ивные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
07.11.14	USD	500	4,875	Два раза в год	Май 2025г	Общекорпорат ивные цели	Лондонская фондовая биржа,

Дата начала обращения	Валюта	Объем выпуска, млн.	Купон %	Периодичность выплаты	Срок обращения	Цель привлечения	Фондовая биржа
							Казахстанская фондовая биржа
30.04.13	USD	2 000	5,750	Два раза в год	Апрель 2043 г.	Общекорпоративные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
30.04.13	USD	1 000	4,400	Два раза в год	Апрель 2023 г.	Общекорпоративные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
10.11.10	USD	1 250	6,375	Два раза в год	Апрель 2021 г.	Общекорпоративные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
05.05.10	USD	1 500	7,000	Два раза в год	Май 2020 г.	Общекорпоративные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
02.07.08	USD	1 600	9,125	Два раза в год	Июль 2018 г.	Общекорпоративные цели	Лондонская фондовая биржа, Казахстанская фондовая биржа
09.11.10	KZT	100 000	дисконт	Дисконтные облигации	Ноябрь 2017г.	Финансирование инвестиционных программ и рефинансирование текущей задолженности	Казахстанская фондовая биржа
27.10.09	KZT	120 000	8,859	Два раза в год	Октябрь 2019г.	Финансирование своей Доли в денежных требованиях на 2009 год по Северо-Каспийскому проекту(месторождение Кашаган)	Казахстанская фондовая биржа

Обязательства по природоохранной деятельности

В соответствии с имеющимися Контрактами на недропользование Эмитент обязан соблюдать Закона «О недрах и недропользовании», а также правила и нормативы по охране окружающей

среды. Эмитент действует в соответствии с положительным заключением государственной экологической экспертизы и разрешения на природопользование. Эмитент ведет мониторинг окружающей природной среды с целью изучения воздействия своей деятельности по Контрактам.

Кредиторская задолженность со связанными сторонами

Тыс.тенге

Совместные предприятия и ассоциированные компании АО "ФНБ Самрук-Казына"	Место нахождения кредитора	Сумма задолженности на 01.04.2015	Причина возникновения задолженности	Срок погашения задолженности
Фонд национального благосостояния Самрук-Казына"	010000, город Астана, ул. Кабанбай батыра, 23	13 537 062	(дивиденды к выплате)	2015г
Фонд национального благосостояния Самрук-Казына"	010000, город Астана, ул. Кабанбай батыра, 23	7 215 378	(займ)	Долгосрочный
АО Казахтелеком	010000, г. Астана, район Есиль, ул. Сауран, 12	6 562		
Фонд национального благосостояния Самрук-Казына	010000, город Астана, ул. Кабанбай батыра, 23	3 316	Контракт	Долгосрочный
АО Казпочта	010017, г. Астана, ул.Кунаева, 8, БЦ "Изумрудный квартал"	727		

Кредиторы, дочерние организации (10 крупных)

Тыс.тенге

Наименование дочерней организации	Сумма задолженности	Место нахождения	Срок погашения	Причина возникновения
КМГ Карачаганак	46 874 882	Республика Казахстан, 010000 г. Астана, ул. Кунаева, 8		Финансовая помощь
МНК КазМунайТениз	7 248 115	130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 14 микрорайон, здание 61, БЦ «Звезда Актау»		приобретение ДО
"НИИ технологии добычи и бурения добычи и бурения"КазМунайГаз"	599 128	Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 6 микрорайон, здание 2	2015г	Услуги
ТОО КазМунайГаз-Сервис	108 392	Республика Казахстан, г. Астана, пр. Республики, д. 32	2015г	Услуги
Дирекция строящихся предприятий КМГ	40 572		2015г	Услуги
Казахстанскоо-Британский технический университет	34 720	050000 Алматы, Толе би, 59 офис	2015г	Услуги

Наименование дочерней организации	Сумма задолженности	Место нахождения	Срок погашения	Причина возникновения
		472		
ТОО KMG-Security	21 700	010000, Республика Казахстан, г. Астана, ул. Кунаева, 12/1, Бизнес-центр «На водно-зеленом бульваре» (7-й этаж)	2015г	Услуги
АО «Казахский институт нефти и газа»	19 794	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Иманова, 13	2015г	Услуги
ТОО КазНИПИмунайгаз	11 808	Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 6 микрорайон, здание 2	2015г	Услуги
ТОО НИИ Каспиймунайгаз	2 088	060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова 89а, 3-этаж	2015г	Услуги
Займы				
Н Блок	20 592 979			Займ
Компания KazMunaiGaz Finance Sub B.V.	111 805 804	Tower A-08 Strawinskylaan 807 Amsterdam, 1077 XX Netherlands		Займ

Объем реализованной продукции

Показатель	01.04.2015 (конс. неауд)		2014 (ауд)		2013 (ауд)		2012 (ауд)	
	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %
Реализация нефтепродуктов	307.236.625	54%	2.073.144.005	65%	2.106.494.111	65%	1.984.033.304	67%
Реализация газа и продуктов переработки газа	66.164.055	12%	266.232.665	38%	229.533.352	7%	210.190.734	7%
Реализация сырой нефти	132.921.213	23%	697.391.305	22%	735.440.540	23%	597.598.338	20%
Оплата за транспортировку	73.668.071	13%	289.823.593	9%	263.386.141	8%	221.792.093	7%
Прочее	58.573.581	10%	252.326.929	8%	206.155.458	6%	187.872.097	6%
Минус: Налог с продаж и коммерческие сделки	(68.849.117)	-12%	(392.154.807)	-12%	(293.292.796)	-9%	(241.068.075)	-8%
Итого выручка	569.714.428	100%	3.186.763.690	100%	3.247.716.806	100%	2.960.418.491	100%

Объемы реализованной продукции

Наименование продукции	Ед. измерения	2013г	2014г	01.04.2015г
Реализация нефтепродуктов	Млн. тонн	16,8	12,9	2,6
Реализация газа	Млрд. м3	11,7	13,0	4,4
Реализация сырой нефти	Млн. тонн	18,5	17,9	4,3

Себестоимость реализованной продукции

Показатель (согласно классификации Эмитента)	01.04.2015 (конс. ауд)		2014г		2013г		2012г	
	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %
Топливо	137.504.940	29%	920.633.168	40%	657.444.749	28%	478.063.985	23%
Оплата труда и связанные расходы	67.166.525	14%	263.852.732	11%	205.164.138	9%	190.843.087	9%
Износ осн. Средств и амортизация немат. активов	37.163.643	8%	181.208.458	8%	149.326.637	6%	137.048.479	7%
Ремонт и содержание	4.807.802	1%	33.053.396	1%	37.409.679	2%	31.455.163	2%
Материалы	136.752.576	29%	577.462.891	25%	1.010.252.545	43%	1.033.809.625	49%
Прочие налоги кроме подоходного налога	24.833.901	5%	135.796.797	6%	118.475.626	5%	88.014.869	4%
Услуги аренды	582.499		5.779.296		7.096.389		3.612.003	
Прочие	60.303.942	13%	204.375.156	9%	162.661.373	7%	127.970.902	6%
Итого себестоимость	469.115,828	100%	2.322.161,8	100%	2.347.831,1	100%	2.090.818,1	100%

Структура общих и административных расходов

Показатель	01.04.2015 (конс. неауд)		2014 (ауд)		2013 (ауд)		2012 (ауд)	
	Сумма в тенге	Доля в общем объеме расходов %	Сумма в тенге	Доля в общем объеме расходов %	Сумма в тенге	Доля в общем объеме расходов %	Сумма в тенге	Доля в общем объеме расходов %
Расходы по заработной плате	13.841.734	39%	63.111.825	36%	55.226.508	34%	55.001.378	34%
Прочие налоги	1.973.743	5%	10.316.742	6%	17.300.869	11%	11.854.281	7%
Износ и амортизация	3.601.304	10%	15.112.208	9%	17.005.594	10%	13.793.293	8%
Консультационные услуги	2.159.958	6%	14.473.337	8%	10.553.304	7%	10.344.516	6%
Благотворительность и спонсорство	5.588.370	16%	12.505.199	7%	8.711.581	5%	15.108.428	9%

Начисленные штрафы и пени	3.268.337	9%	2.945.755	2%	5.594.518	3%	8.926.661	5%
НДС не взятый в зачет	-		3.175.298	2%	7.167.511	4%	0	0
Соц.выплаты не включенные в расходы по заработной плате	1.542.184	4%	7.000.241	4%	2.235.560	1%	0	0
Резервы на обесценение займов выданных	0	0	66.742	0	(8.164)	0	0	0
Резервы на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих активов	248.679	1%	1.306.152	1%	3.533.899	2%	12.846.968	8%
Резерв на обесценение запасов	(3.165.757)	-9%	(1.517.304)	-1%	1.355.756	1%	1.586.019	1%
Прочие	6.878.581	19%	45.224.125	26%	33.499.407	22%	33.589.928	22%
Итого	35.937.133	100%	173.720.320	100%	162.176.343	100%	163.051.472	100%

Оценка результатов деятельности Эмитента в будущем

	Проект	Предполагаемый период реализации	Краткое описание проекта
Разведка и добыча	Проект «Н»	2007-2059 гг.	Увеличение ресурсной базы и прирост запасов УВС
	Урихтау	2008–2038 гг.	
	Сатпаев	2010–2016 гг.	
	Жамбыл	2008–2016 гг.	
	Проект «Кансу»	2013-2019 гг.	
	Жемчужины	2005–2040 гг.	
	Хвалынское	2014-2054 гг.	
	Освоение Амангельдинской группы газовых месторождений	2012-2017 гг.	
	Фокшани	2005 – 2032 гг.	
	Строительство установки сероочистки попутного нефтяного газа Прорвинской группы месторождений	Строительство - 2014-2016гг. Предполагаемый ввод в эксплуатацию 2017 год	Строительство установки сероочистки ПНГ Прорвинской группы месторождений. Реализация этого проекта актуальна для АО «Эмбаунайгаз» в целом, так как сложность локальной переработки ПНГ на месторождениях приводит к сжиганию значительных объемов попутного нефтяного газа.
Переработка и маркетинг	Реконструкция и модернизация АНПЗ, в т. ч.:		
	1 этап: Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ	2010–2014 гг.	- Увеличение производительности завода до 5,0 млн. тонн нефти в год. - Производство моторных топлив, соответствующих требованиям экологического класса К-3. - Производство продукции с высокой добавленной стоимостью – бензол и параксилол.
	2 этап: Строительство комплекса глубокой переработки нефти на	2011–2016 гг.	- Увеличение производительности завода до 5,5 млн. тонн нефти в год. - Увеличение мощности вторичных процессов и глубины

	Проект	Предполагаемый период реализации	Краткое описание проекта
	Атырауском НПЗ		переработки нефти. - Увеличение выхода светлых нефтепродуктов до 77%. - Улучшение качества моторных топлив, соответствующих требованиям экологических классов К4, К5.
	Модернизация и реконструкция Шымкентского НПЗ	2011–2016 гг.	- Увеличение объема переработки до 6 млн. тонн нефти в год. - Увеличение глубины переработки нефти. - Выпуск бензинов и дизельного топлива, соответствующих требованиям экологических классов К4, К5.
	Модернизация Павлодарского НХЗ	2011–2016 гг.	- Увеличение производительности завода до 7,0 млн. тонн нефти в год. - Обеспечение возможности переработки казахстанской нефти в объеме 5,2 млн. тонн в год. - Увеличение глубины переработки нефти. - Улучшение качества моторных топлив, соответствующих требованиям экологических классов К4, К5.
	Развитие розничной сети в Черноморском регионе. Этап 1 – Румыния» по строительству 16 автозаправочных станций в 2014-2015 гг.	2014-2015 гг.	Обеспечение роста розничного сбыта нефтепродуктов с НПЗ Petromidia, с учетом увеличения объема производства после модернизации завода; Стабильные объемы реализации, через собственные АЗС
Газовые проекты	Строительство газопровода Бейнеу – Бозой - Шымкент	2011–2017 гг. (1 этап) 2014–2017 гг. (2 этап)	Обеспечение природным газом южных регионов РК, экспортные поставки газа в Китай, обеспечение энергетической безопасности РК.
	Строительство газопровода Казахстан-Китай (Нитка С)	2012–2016 гг.	Обеспечение транспортировки природного газа из Туркменистана и Узбекистана в Китай через территорию РК, обеспечение природным газом южных регионов РК, экспортные поставки газа в Китай,
	Модернизация ГРС г. Тараз	2011-2019 гг.	Обеспечение бесперебойной поставки газа, увеличение объемов транспортиров и реализации, снижение потерь газа, увеличение сроков эксплуатации газопроводов, увеличение пропускной способности системы.
	Модернизация ГРС ЮКО	2010-2016 гг.	Обеспечение бесперебойной поставки газа, увеличение объемов транспортировки и реализации газа, снижение потерь газа, увеличение сроков эксплуатации газопроводов.
	Газификация населенных пунктов Кызылординской области	2015 г.	обеспечение энергетической безопасности и надежного и бесперебойного газоснабжения растущих потребностей малых городов Кызылординской области
Сервисные проекты	Судостроительный/судоремонтный завод в п. Курык	2014–2017 гг.	Судоверфь предназначена для строительства и технического обслуживания морских судов дедвейтом до 15 000 тонн с расширением для судов до 60 000 тонн.
	Маршрут Транспортировки Грузов	2012-2016г.г (строит-во будет завершено в конце 2016 года)	Основной целью проекта является развитие морского транспортного узла в Северной части Каспийского моря для обеспечения будущей потребности ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) в перевалке крупногабаритных модулей и других грузов, необходимых в рамках Проекта управления устьевым давлением / Проекта будущего расширения (ПУУД/ПБР)

	Проект	Предполагаемый период реализации	Краткое описание проекта
	Создание совместного предприятия с компанией Nabors Drilling International Ltd.	2014-2015гг.	21 апреля т.г. состоялось подписание учредительных документов о создании совместного предприятия между ТОО «KMG Drilling & Services» и американской компанией «Nabors Drilling International Limited». Новое совместное предприятие ТОО «KMG Nabors Drilling International Limited» будет осуществлять буровые работы на Тенгизском месторождении в рамках текущей работы, а также проекта будущего расширения.
	«Строительство АПК АО «КазНИПИМунайгаз» в 35-м микрорайоне г.Актау»	2013-2015 гг.	
	«Строительство оздоровительного комплекса «Боржоми-Ликани» в городе Боржоми, Грузия»	2011-2014 гг.	Проект предусматривает строительство оздоровительного комплекса, объединяющий в себе множество различных функций, таких как: жилой фонд (отель), ресторан, конференц-залы, СПА, медицинский центр, фитнес клуб, общественные зоны, технические помещения и обслуживающая инфраструктура.
	Инвестиционные проекты ТОО "Oil Services Company"	2014-2015 гг.	Проект приобретения колтюбинговой установки; Проект приобретения тампонажного флота; Проект приобретения системы GPS мониторинга; Проект приобретения приемных мостков на колесах.
Транспортировка нефти	Вторая очередь второго этапа строительства нефтепровода «Казахстан-Китай». Увеличение производительности до 20 млн. тонн в год	2013-2014 гг.(1 этап) 2015-2018 гг. (2 этап)	Вторая очередь включает реконструкцию и расширение системы нефтепроводов Казахстан-Китай от Атырау до Алашанькоу собственными силами соответствующих участков: АО СЗТК «МунайГас» - нефтепровод «Кенкияк-Атырау», ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» – нефтепроводы «Кенкияк-Кумколь» и «Атасу-Алашанькоу» и АО «КазТрансОйл» - нефтепроводы на участке «Кумколь-Каракоин-Атасу» и НПС на протяжении всего маршрута.
	«Расширение пропускной способности ООО «Батумский морской порт» по перевалке генеральных грузов до 2,5 млн. тонн в год»	2012-2014 гг.	Реализация Проекта предполагает увеличение мощностей ООО «Батумский морской порт» до 2,5 млн. тонн в год за счет строительства автомобильной эстакады; закупки кранов типа «Аист» 18-20-32 (36) в количестве 2 шт; строительства здания грузового района; приобретения погрузчиков-фронтальных; реконструкции ж/д линий; закупа и монтажа ж/д весов; расширения складской территории.
Крупные проекты	Северо-Каспийский проект	1993–2041 гг.	- Реализация на основе Соглашения о Консорциуме от 03.12.1993г. и СРП по Северному Каспию от 18.11.1997г. - Группа месторождений: Кашаган, Каламкас- море, Юго-Западный Кашаган, Актоты, Кайран - Освоение месторождения Кашаган находится на стадии Опытно – промышленной разработки (ОПР). Согласно Поправки 4 к ПиБОК номинальный объем добычи нефти в рамках ОПР составит 370 тыс. барр./сутки.

Прогноз доходов на ближайшие три года.

Показатель	2015г		2016г		2017г	
	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме доходов %
Реализация нефтепродуктов	1 076 529 427	45%	1 296 997 782	54%	1 503 047 437	63%

Реализация газа	211 134 108	9%	247 203 959	10%	308 055 766	13%
Реализация сырой нефти	486 668 125	20%	521 057 063	22%	722 250 540	30%
Прочее	617 141 672	26%	714 921 351	30%	770 161 163	32%
Итого выручка	2 391 473 332	100%	2 780 180 156	100%	3 303 514 907	100%

(Источник: План развития АО НК КазМунаГаз на 2015-2019гг.)

Прогноз себестоимости реализованной продукции, услуг на ближайшие три года.

Показатель	2015		2016		2017	
	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме себестоимости %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме себестоимости %	Сумма в тыс. тенге	Доля в общем объеме себестоимости %
Фонд оплаты труда	289 111 241	14%	307 475 019	13%	327 515 798	13%
Закуп нефтепродуктов	513 640 029	26%	541 466 713	24%	656 395 976	25%
Расходы на закуп сырой нефти	320 734 559	16%	438 341 771	19%	490 152 053	19%
Расходы на закуп газа	175 007 461	9%	193 846 510	8%	213 392 772	8%
Материалы	89 755 040	4%	86 535 913	4%	97 425 376	4%
Прочие налоги кроме подоходного налога	102 414 112	5%	112 329 397	5%	123 628 448	5%
Ремонт и обслуживание	24 036 820	1%	26 491 957	1%	27 740 755	1%
Коммунальные расходы и содержание зданий	1 747 339	0%	2 174 771	0%	2 008 578	0%
Работы и услуги производственного характера	40 307 441	2%	50 245 572	2%	61 372 909	2%
Износ основных средств	222 203 832	11%	291 475 697	13%	316 196 945	12%
Амортизация нематериальных активов	1 729 113	0%	2 280 103	0%	2 427 499	0%
Прочие производственные расходы	221 636 001	11%	238 299 689	10%	264 224 672	10%
Итого себестоимость	2 002 322 988	100%	2 290 963 111	100%	2 582 481 780	100%

(Источник: План развития АО НК КазМунаГаз на 2015-2019гг.)

Прогноз ОПиУ на ближайшие три года.

	2014, факт. (в тыс. тенге)	01.04.2015, факт. (в тыс. тенге)	2015	2016	2017
			прогноз (в тыс. тенге)	прогноз (в тыс. тенге)	прогноз (в тыс. тенге)
Доход от реализации	3 186 763 690	569 714 428	2 391 473 332	2 780 180 155	3 303 514 907
Себестоимость реализации	2 322 161 894	469 115 828	2 002 322 988	2 290 963 111	2 582 481 780

Валовая прибыль	864 601 796	100 598 600	389 198 843	489 248 484	721 055 396
Расходы по реализации	358 874 273	66 105 730	245 788 494	248 898 923	295 186 492
Общие и административные расходы	173 720 320	35 937 133	175 466 777	175 055 115	176 789 668
Расходы по финансированию	202 470 692	62 001 455	201 824 360	236 736 093	263 575 755
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	427 857 457	61 855 247	143 690 878	223 401 447	304 410 656
Фин. доходы	55 490 877	22 350 639	39 394 601	36 373 841	35 669 020
Прочие доходы/расходы	-293 386 319	21 919 426	22 271 418	9 681 953	15 042 900
Прибыль до налогообложения	319 498 526	42 679 594	-51 690 580	95 189 876	335 992 673
Экономия/ расход по подоходному налогу	117 101 042	29 571 749	63 762 238	83 531 294	105 675 085
Чистая прибыль, приходящаяся на долю АО НК «КазМунайГаз»	207 362 949	11 424 028	-75 867 167	29 336 891	232 979 533

(Источник: План развития АО НК КазМунайГаз на 2015-2019гг.)

Прогноз ДДС на ближайшие три года.

Показатель	2015г	2016г	2017г
	Сумма в тыс. тенге	Сумма в тыс. тенге	Сумма в тыс. тенге
Сальдо движения денежных средств на начало периода	823 031 494	359 123 554	423 213 187
Чистая сумма денежных средств по операционной деятельности	-107 413 392	134 316 797	310 096 547
Чистое поступление денежных средств по инвестиц. деятельности	-248 470 289	-198 796 683	-8 114 221
Чистое поступление денежных средств по финанс. деятельности	-108 024 260	128 569 519	-235 567 583
Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов	-463 907 940	64 089 633	66 414 744
Сальдо движения денеж. средств на конец периода(прямой метод)	359 123 554	423 213 187	489 627 931

(Источник: План развития АО НК КазМунайГаз на 2015-2019гг.)

АО НК КазМунайГаз использует прямой метод построения детализированных отчетов о денежных потоках. Данный метод позволяет осуществлять контроль за процессом формирования прибыли и делать выводы относительно достаточности средств для платежей по текущим обязательствам. В долгосрочной перспективе прямой метод дает возможность оценить ликвидность предприятия, поскольку детально раскрывает движение денежных средств на счетах, а также показывает степень покрытия инвестиционных и финансовых потребностей КМГ имеющимися у него денежными ресурсами.

Результаты неосновной деятельности

Показатель	01.04.2015 (конс. неауд)	2014 (ауд)	2013 (ауд)	2012 (ауд)
	Сумма в тыс. тенге	Сумма в тыс. тенге	Сумма в тыс. тенге	Сумма в тыс. тенге
Итого доходы/расходы	2.268.945	618.215	13.454.010	10.680.611

от неосн. деятельности				
------------------------	--	--	--	--

Структура доходов эмитента по неосновной деятельности

Тыс. тенге

Статьи доходов	3 мес. 2015г	2014г	2013г	2012г
Доход от выбытия нематериальных активов	0	0	312 412	326 514
Доход от выбытия прочих долгосрочных активов	0	201 042	19 018	745
Прибыль от выбытия других долгосрочных активов	324 272	258 850	1 181 379	10 410 375
Доход от аренды	211 650	822 257	744 786	670 669
Доход от реализации ТМЗ	122 824	953 571	990 535	242 155
Чистый доход от операций с иностранной валютой	6 195	15 967	61 754	19 170
Амортизация доходов будущих периодов	105 822	1 164 084	414 418	409 450
Амортизация финансовой гарантии	0	0	26 463	138 570
Доход от начисленных штрафов, пени, неустоек за нарушение условий договоров	643 979	1 101 752	7 273 114	1 394 610
Списание кредиторской задолженности	21 765	149 889	487 141	7 507 662
Доход от безвозмездно полученного имущества и излишков	79 962	982 679	746 836	157 352
Доходы от государственных субсидий по неосновной деятельности	85	1 010	-	-
Актуарные прибыли	0	75 001	-	-
Услуги за управление	17 464	13 688	5 507	-
Технические услуги	41 121	1 828 195	1 075 368	-
Доходы по услугам технического характера	466 874	2 743 828	2 889 669	2 775 253
Оприходование материалов	7 684	453 422	41 544	27 382
Доход от столовой	3 387	17 741	3 930	1 818
Услуги доверительного управления	0	250 000	-	2 285
Услуги по предоставлению персонала	21 554	74 402	76 105	100 524
Прочие прибыли (без раскрытия, не более 5%)	2 034 040	7 222 447	14 299 192	3 342 474
Итого	4 108 678	18 329 825	30 649 171	27 527 008

Структура расходов эмитента по неосновной деятельности

Тыс. тенге

Статьи расходов	3 мес. 2015	2014г	2013г	2012г
Убыток от выбытия нематериальных активов	-	(828 731)	(289 853)	(531 754)
Убыток от выбытия разведочных и оценочных активов				
Убыток от выбытия финансовых инвестиций	-	-	(729 458)	(1 703 534)
Убыток от выбытия прочих активов	-	(145 872)	(157 759)	(32)
Расходы по операционной аренде	(25 839)	(5 913 871)	(1 284 865)	(140 687)
Доход от восстановления убытка от обесценения (в составе Прочих расходов)	(235 365)	(754 134)	(744 245)	(739 740)
Доход от восстановления убытка от обесценения НМА	-	3 004 956	-	-
Доход от восстановления убытка от обесценения прочих активов	-	29 029		
Убыток от обесценения прочих активов	-	2 565 284	-	-
Убытки от обесценения инвестиций для продажи			(225 113)	(2 565 285)
Прочие расходы	-	(3 848 513)	-	-
Прочие расходы (убытки) дочерних компаний, непосредственно не связанные с процессом разработки, добычи, транспортировки	-	-	-	(708)
Заработная плата	(327 974)	(1 646 354)	(1 989 655)	(510 880)
Расходы по реализации ТМЗ	(72 024)	(509 965)	(482 240)	(596 296)
Расходы на социальную сферу, которые не были учтены в предыдущих разделах	(41 114)	(108 651)	(126 097)	(134 905)
Убыток от операций с иностранной валютой	(14 800)	(24 009)	(182 347)	(381 365)
Расходы по штрафам, пени и неустойкам	(1 685)	(1 651 224)	(59 014)	(309 205)
Расход на возмещение судебных издержек и арбитражных сборов	-	(69)	(155 173)	(204)
Возмещение причиненных убытков	-	(8 119)	(3 039 619)	(7 727)
Благотворительность	-	(40 497)	-	-
Износ прочих основных средств	(49 012)	(264 292)	(267 068)	(237 935)
Амортизация прочих нематериальных активов	(9 294)	(1 580)	(2 837)	(48)
Износ прочей инвестиционной собственности	-	(10 627)	(10 628)	(9 520)
Прочие резервы	-	377 010	(42 956)	(2 645 947)
Актуарные убытки	-	-		(153 000)

Прочие расходы	(1 062 626)	(7 931 381)	(7 406 234)	(6 177 625)
Итого	(1 839 733)	(17 711 610)	(17 195 161)	(16 846 397)

Коэффициенты

Коэффициент Рентабельности %:

	31.12.2012г	31.12.2013г	31.12.2014г	01.04.2015г (конс. неауд)
Рентабельность продаж ROS	11%	14%	7%	2%
Рентабельность активов ROA	6%	6%	3%	1%
Рентабельность собственного капитала ROE	11%	12%	5%	1%

Коэффициент ликвидности:

	31.12.2012г	31.12.2013г	31.12.2014г	01.04.2015г (конс.)
Коэффициент текущей ликвидности	1,81	1,98	1,87	2,18
Коэффициент быстрой ликвидности	1,28	1,49	1,48	1,65
Коэффициент абсолютной ликвидности	1,06	1,21	1,31	1,40

Коэффициент фин. Устойчивости:

	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	01.04.2015 (конс.)
Коэффициент финансирования	1,50	1,53	1,26	1,38
Коэффициент автономии	0,53	0,53	0,50	0,52

Леворедж

Наименование показателя	31.12.2012	31.12.2013	31.11.2014	01.04.2015 (конс.)
Краткосрочные обязательства	1 124 275 538	1 015 251 128	1 197 851 665	819 257 832
Долгосрочные обязательства	2 115 910 117	2 506 743 798	3 223 876 769	3 321 516 452
Собственный капитал	3 593 535 768	4 036 190 914	4 417 112 432	4 439 053 651
Леворедж	0,90	0,87	1,00	0,93

Денежные потоки за последние три года

	31.12.2012	Увеличение (уменьшение в сумме)	31.12.2013	Увеличение (уменьшение в сумме)	31.12.2014	01.04.2015
Операционная деятельность:						
Потоки денеж.	536 424 074	68 445 757	604 869 831	-113 507 051	491 362 780	52 572 549

Ср-в до изменения в оборотном капитале						
Потоки денеж. Ср-в до уплаты налога прибыль и процентов	364 368 025	214 511 268	578 879 293	-20 511 218	558 368 075	74 333 537
Чистое поступление денежных ср-в от Операционной деятельности	136 260 209	207 732 475	343 992 684	-75 511 527	268 481 157	21 204 083
Инвест. Деятельность:						
Чистое использование денежных ср-в от Инвест. Деятельности	-210 791 237	-251 299 914	-462 091 151	309 235 774	-152 855 377	-112 625 479
Финансовая деятельность:						
Чистое поступление денежных ср-в от Фин.деятельности	-93 907 909	201 632 499	107 724 590	130 227 327	237 951 917	-363 675 756
Чистое увеличение денежных ср-в и их эквивалентов	-166 867 402	159 108 717	-7 758 685	423 463 413	415 704 728	-440 120 794
Денеж. Ср-ва на начало года	581 952 853	-166 867 402	415 085 451	-7 758 685	407 326 766	823 031 494
Денеж. Ср-ва на конец года	1 571 535	1 043 657	2 615 192	59 511 839	62 127 031	14 976 360
Денеж. Ср-ва группы выбытия	0	0	0	0	0	0
Итого Денеж. Ср-ва на конец года	415 085 451	-7 758 685	407 326 766	415 704 728	823 031 494	382 910 700

Другая существенная информация

Иной существенной информация, касающаяся деятельности Эмитента, возможных обязательств, которые могут возникнуть в результате выданных ранее гарантий, заключенных договоров, судебных исков и других событий нет.

Управляющий директор по экономике
и финансам

Главный бухгалтер



Касымбек А.М

Валентинова Н.С.

Прочито и пронумеровано на 18 листах

Управляющий директор
по экономике и финансам

