



31 декабря 2012 г.

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
 Главному геологу
 АО “РД “КазМунайГаз”
 Республика Казахстан,
 010000, г. Астана,
 Левый берег реки Ишим,
 ул. Кабанбай, 17

Кас.: АО “РД “КазМунайГаз”
 Запасы и ресурсы
 по состоянию на 31 декабря 2012 г.

Уважаемый господин Мустафаев!

В соответствии с Вашим запросом «Миллер энд Ленц, Лтд.» (МЛЛ) оценила чистые запасы жидких углеводородов и газа и ожидаемые чистые доходы, относящихся к АО “РД “КазМунайГаз” (РД КМГ) на определенных нефтяных и газовых месторождениях по состоянию на 31 декабря 2012 г. К жидким углеводородам относятся нефть, конденсат и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Оцененные объекты собственности находятся в Республике Казахстан. Кроме того, мы оценили чистые ресурсы нефти по состоянию на 31 декабря 2012 г., относящиеся к РД КМГ. Всего МЛЛ провела оценку 42 месторождений.

Наши оценки запасов были выполнены с использованием цен и затрат, предоставленных РД КМГ. Сводные результаты наших оценок по состоянию на 31 декабря 2012 г. для РД КМГ до и после окончания сроков действия лицензий приводятся ниже:

Всего по Компании

Категория запасов	Чистые извлекаемые запасы до окончания сроков действия лицензий		Дополнительные чистые запасы после окончания сроков действия лицензий		Общие чистые извлекаемые запасы	
	Жидкие УВ, млн. барр.	Жидкие УВ, млн. тонн	Жидкие УВ, млн. барр.	Жидкие УВ, млн. тонн	Жидкие УВ, млн. барр.	Жидкие УВ, млн. тонн
Доказанные разбуренные разрабатываемые	326,2	44,6	306,1	41,8	632,3	86,4
Доказанные разбуренные неразрабатываемые	52,6	7,2	28,2	3,8	80,8	11,0
Доказанные неразбуренные	84,6	10,5	65,5	8,9	150,1	19,4
Общие доказанные	463,5	62,2	399,6	54,6	863,1	116,8
Вероятные	30,7	4,1	197,9	27,1	228,6	31,2
Возможные	21,3	2,9	238,5	32,6	259,8	35,5

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 2

Сводные результаты подсчета извлекаемых запасов газа по всем объектам собственности приведены ниже:

Категория запасов	Чистые извлекаемые запасы до окончания сроков действия лицензий		Дополнительные чистые извлекаемые запасы после окончания сроков действия лицензий		Общие чистые извлекаемые запасы	
	Газ, млрд. куб. фут.	Газ, млрд. м3	Газ, млрд. куб. фут.	Газ, млрд. м3	Газ, млрд. куб. фут.	Газ, млрд. м3
Доказанные неразбуренные	275,6	7,8	0,0	0,0	275,6	7,8
Общие доказанные	275,6	7,8	0,0	0,0	275,6	7,8
Вероятные	12,0	0,3	0,0	0,0	12,0	0,3

Сводные результаты подсчета ожидаемых чистых доходов по всем объектам собственности до и после окончания сроков действия лицензий приведены ниже:

Категория запасов	Ожидаемые чистые доходы до окончания сроков действия лицензий, млн.долл.США		Ожидаемые чистые доходы после окончания сроков действия лицензий, млн.долл.США		Общие ожидаемые чистые доходы, млн.долл.США	
	Недисконтирован.	Дисконтир. по ставке 10% в год	Недисконтирован.	Дисконтир. по ставке 10% в год	Недисконтирован.	Дисконтир. по ставке 10% в год
Доказанные разбуренные разрабатываемые	7 815,0	5 841,1	9 613,3	2 492,0	17 428,3	8 333,1
Доказанные разбуренные неразрабатываемые	1 744,5	1 063,6	1 585,1	517,4	3 329,6	1 581,0
Доказанные неразбуренные	3 021,6	1 061,3	812,8	167,2	3 834,4	1 228,5
Прочие капвложения	-3 220,9	-2 427,7	-4 444,9	-1 083,8	-7 665,8	-3 511,5
Общие доказанные	9 360,2	5 538,3	7 566,4	2 092,7	16 926,6	7 631,0
Вероятные	710,8	372,4	5 757,9	805,3	6 468,7	1 177,7
Возможные	811,6	505,1	9 514,4	1 138,0	10 326,0	1 643,1

Сведения о сроках окончания действия имеющихся лицензий были предоставлены РД КМГ. Учет окончания сроков действия лицензий приводит к сокращению запасов по двум причинам. Во-первых, прогнозы добычи остановлены датой окончания действия лицензии. Во-вторых, мероприятия по разработке, запланированные до окончания срока действия лицензий, исключаются как нерентабельные, если не ожидается, что их окупаемость настанет до окончания срока действия лицензии.

Определения

Запасы и ресурсы, представленные в настоящем отчете, соответствуют стандартам оценки запасов «Системы управления запасами и ресурсами углеводородов» (PRMS), подготовленной Комитетом по оценке запасов нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (SPE). Этот документ (SPE-PRMS) был рассмотрен и подготовлен Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа. Чистые запасы и ресурсы были отнесены к долям собственности РД КМГ.

Налоги на добычу полезных ископаемых в отношении сырой нефти, конденсата, природного газа и ШФЛУ, использованные в нашем подсчете, основаны на налоговой ставке, утвержденной действующим казахстанским законодательством о налогообложении. Шкала расчета налога на добычу полезных ископаемых обычно основана на годовой добыче с различными налоговыми ставками для нефти, реализуемой на внутреннем и международном рынках.

При определении чистых доходов налог на добычу полезных ископаемых был выделен из общих доходов, но при определении чистых извлекаемых запасов он из общих извлекаемых запасов не выделен. Согласно указаниям РД КМГ, доля собственности, использованная при оценке запасов месторождений РД КМГ, равна 100%. Исключение составляет Рожковское газовое месторождение, доля собственности которого, равна 50 процентам.

Ожидаемые чистые доходы, указанные в настоящем отчете, определены как суммарные общие доходы, за вычетом налогов на добычу полезных ископаемых, эксплуатационных и капитальных затрат. Суммарный общий доход равен суммарному доходу, полученному РД КМГ, за вычетом транспортных затрат, налогов на экспорт и таможенных пошлин, налога на добавленную стоимость и рентного налога на экспорт. Ожидаемые чистые доходы по общим доказанным запасам не включают прочие капитальные вложения и налоги на имущество, которые не включены в отдельные категории доказанных запасов. Ожидаемые чистые доходы не включают налоги на чистую прибыль.

Извлекаемые запасы всех категорий считаются рентабельными к разработке при условии положительных недисконтированных ожидаемых чистых доходов.

Результаты подсчетов ожидаемых чистых доходов и дисконтированных ожидаемых чистых доходов не предназначены и не должны быть интерпретированы в качестве истинных рыночных стоимостей подсчитанных извлекаемых запасов.

Количества скважин, указанные в различных окончательных таблицах подсчета экономических параметров, включают фонды существующих или новых пробуренных скважин в зависимости от категорий запасов. В количества скважин также входят геолого-технические мероприятия в существующих скважинах. Таким образом, один ствол скважины может более одного раза учитываться в общем количестве скважин.

Экономические предположения

Цены на нефть, использованные при расчете валовых доходов, были предоставлены РД КМГ. В наших оценках использовался 28-летний график цен. После этого периода цены считались постоянными. РД КМГ дала указания МЛЛ предположить обязательство по поставке на внутренний рынок в объеме 1,9 миллионов тонн в год на срок разработки объектов собственности. Это обязательство было разделено между ОМГ и ЭМГ, причем максимальный объем 0,5 миллионов тонн в год поступает от ЭМГ, а оставшийся объем - от ОМГ. Эти объемы были разделены пропорционально после того, как ЭМГ больше не достигается объем 0,5 миллионов тонн в год. Цены для ОМГ и ЭМГ были использованы для расчета средневзвешенных цен и налогов на добычу полезных ископаемых.

Цены на конденсат, газ и ШФЛУ, использованные при расчете валовых доходов по Рожковскому месторождению, были предоставлены РД КМГ. РД КМГ дала указания МЛЛ предположить обязательство по поставке на внутренний рынок 25 процентов конденсата. Цены по Рожковскому газовому месторождению были использованы для расчета средневзвешенных цен и налогов на добычу полезных ископаемых.

Эксплуатационные затраты, применявшиеся при подсчете ожидаемых чистых доходов по нефтяным месторождениям предоставило РД КМГ и были основаны на прогнозных затратах от РД КМГ из пятилетнего бизнес-плана РД КМГ. При оценке эксплуатационных затрат МЛЛ вычитала общую амортизацию и налоги на добычу полезных ископаемых. Мы отнесли часть эксплуатационных затрат к количеству действующих пластопересечений из расчета на пластопересечение, и к объему добычи нефти из расчета на баррель добытой нефти. Мы предположили, что количество действующих пластопересечений при крупных проектах заводнения будет сокращаться приблизительно вдвое по сравнению с количеством пластопересечений полностью разбуренного месторождения по мере падения добычи месторождения и приближения к экономическому пределу.

Эксплуатационные затраты, применявшиеся при подсчете ожидаемых чистых доходов по Рожковскому газовому месторождению предоставило РД КМГ и были основаны на прогнозных затратах РД КМГ по месторождению. Эти эксплуатационные затраты не включают амортизацию и налоги на добычу полезных ископаемых. Мы отнесли часть эксплуатационных затрат к количеству действующих пластопересечений из расчета на пластопересечение, и к объему добычи газа из расчета на тысячу кубических футов.

Ожидаемые общие капитальные затраты на бурение и заканчивание новых скважин и геолого-технические мероприятия в существующих скважинах были предоставлены РД КМГ. Прогнозы прочих капитальных вложений, таких как на объекты обустройства и трубопроводы, были также предоставлены РД КМГ.

Предположения по запасам

Запасы были подсчитаны с использованием стандартных геологических и инженерных методов, общепризнанных в нефтегазовой промышленности. Объемы начальных геологических запасов нефти и газа были подсчитаны на основе структурных карт и карт эффективных толщин, с

использованием представительных значений пористости и водонасыщенности, а также представительных значений свойств флюидов. Оценки коэффициентов извлечения были получены по оценкам начальных извлекаемых запасов и начальных геологических запасов. Извлекаемые запасы были подсчитаны путем вычитания накопленной добычи из начальных извлекаемых запасов и дальнейшего отнесения полученных объемов к соответствующим категориям запасов.

Доказанные разбуренные разрабатываемые запасы и прогнозы добычи по большинству пластов были определены экстраполяцией кривых падения добычи (зависимость добычи от времени). Для некоторых пластов с недостаточной динамикой добычи для установления трендов мы оценили ожидаемую добычу с использованием расчетов по объемному методу или по аналогии с другими пластами с аналогичными коллекторскими параметрами и свойствами флюидов. Кривые падения добычи были экстраполированы до минимальных предельно-допустимых дебитов (экономических пределов), определенных по эксплуатационным затратам и ценам на продукт. Прогнозы добычи, по возможности, основываются на динамике усредненной добычи действующих скважин в течение периодов стабильной добычи на месторождениях.

Подсчитанные доказанные разбуренные неразрабатываемые запасы возможно добывать из существующих скважин, но при этом требуются капитальные затраты на геолого-технические мероприятия. Оценки извлекаемых запасов и дебитов для различных видов геолого-технических мероприятий были основаны на расчетах по объемному методу и по аналогии с другими скважинами, которые промышленно разрабатывают те же самые месторождения.

Добыча подсчитанных доказанных неразбуренных запасов требует значительных капитальных затрат, таких как затраты на бурение и заканчивание эксплуатационных скважин. Доказанные неразбуренные запасы предполагается добывать на неразбуренных участках открытых залежей, адекватно выявленных бурением. Оценки запасов были основаны на расчетах по объемному методу и динамике добычи из пластов-аналогов. Дебиты определены по методу аналогий.

Разработка подсчитанных вероятных и возможных запасов включает разработку неразбуренных частей месторождений и требует значительных капитальных затрат. По мере бурения новых скважин, часть этих возможных и вероятных запасов будет либо переведена в более высокую категорию запасов, либо полностью списана. Подсчитанные вероятные запасы предполагается добывать на неразбуренных участках открытых залежей, которые недостаточно выявлены, чтобы быть переведенными в доказанные запасы.

Подсчитанные возможные запасы предполагается добывать на неразбуренных участках открытых залежей 1) с маломощными пластами и недостаточностью данных для обоснования их разработки или 2) с недостаточными геологическими данными. Оценки запасов по неразбуренным частям открытых залежей были выполнены с использованием объемного метода.

Дополнительные вероятные и возможные запасы нефти также были выделены по определенным разрабатываемым пластам в предположении, что добыча превысит прогнозы по кривым зависимости добычи от времени. Прогнозы по вероятным и возможным запасам были основаны на экстраполяциях кривых зависимости водонефтяного отношения от накопленной добычи для этих пластов. Эти недоказанные запасы основаны на динамике добычи, а не на дальнейшей разработке неразбуренных участков месторождения.

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 6

Оценки запасов с использованием объемного метода и метода аналогий зачастую менее точны, чем оценки запасов, основанные на добыче скважин за период, в течение которого была добыта существенная часть запасов.

Чистые извлекаемые запасы газа не были определены по нефтяным месторождениям РД КМГ, поскольку в настоящее время не ожидаются доходы от добычи газа.

Условные ресурсы

Согласно определению «Системы управления запасами и ресурсами углеводородов» (SPE-PRMS) условные запасы – это те подсчитанные на определенную дату количества углеводородов, которые потенциально извлекаемы из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которые в настоящее время они не считаются промышленно-извлекаемыми по причине наличия одного или нескольких ограничений.

При оценке запасов для РД КМГ по состоянию на 31 декабря 2012 г. МЛЛ выделила запасы, связанные с геолого-техническими мероприятиями, запланированными РД КМГ на восьмилетний период, которые были утверждены их руководством. После этого восьмилетнего периода МЛЛ включила в свои оценки условные ресурсы, связанные с продлением графиков геолого-технических мероприятий РД КМГ. Эти условные ресурсы учитывают пятилетнее продление графиков геолого-технических мероприятий РД КМГ.

В условные ресурсы также включены объемы, связанные с геолого-техническими мероприятиями, оцененными МЛЛ, и которые нерентабельны при существующих экономических условиях.

Сводные результаты подсчитанных условных ресурсов приводятся в таблице ниже:

Условные ресурсы Технически извлекаемые

1С		2С		3С	
Чистые нефти, млн.барр.	Чистые нефти, млн.тонн	Чистые нефти, млн.барр.	Чистые нефти, млн.тонн	Чистые нефти, млн.барр.	Чистые нефти, млн.тонн
75,5	10,3	113,5	15,4	143,1	19,4

Перспективные ресурсы

В соответствии с запросом РД КМГ МЛЛ оценила перспективные ресурсы по девяти лицензионным блокам, расположенным в Северо-Каспийском бассейне.

Перспективные ресурсы – это те количества углеводородов, согласно оценке на определенную дату, которые являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей за счет осуществления будущих проектов по разработке. Перспективные ресурсы связаны как с вероятностью открытия, так и с вероятностью разработки открытия. Перспективные ресурсы разделяются по уровню достоверности оценок извлекаемых объемов в предположении их открытия и разработки и могут быть далее разделены в зависимости от промышленного состояния проекта.

Сводные результаты по перспективным структурам приводятся в Приложении 1. Объемы углеводородов перспективных структур, указанные в Приложении 1 являются общими объемами, и были определены вероятностным методом и скорректированы с учетом коммерческого риска. Коммерческий риск – это вероятность коммерческой привлекательности (P_c), который является произведением вероятности открытия (P_g) на вероятность разработки открытия.

По каждой перспективной структуре в пределах лицензионных блоков было оценено пять геологических факторов риска: наличие материнских пород, покрывки, коллектора, времени формирования/миграции углеводородов и ловушки. Вероятность открытия (P_g) оценивается по вероятности того, что для залежи углеводородов присутствуют и действуют все необходимые составляющие (наличие коллекторов, ловушки, покрывки, материнских пород и времени формирования углеводородов). Открытие считается успешным, при условии, что скважина(-ы) вскрыла(-и) скопление(-ия) углеводородов с объемом притока, достаточным для замера на устье и для обоснования заканчивания скважины. Поскольку эти пять факторов риска являются независимыми параметрами, а для успешного исхода должны присутствовать и работать все пять фактора, то общая вероятность P_g рассчитывается как произведение всех пяти факторов риска. Например, если принято, что каждый из пяти факторов риска имеет вероятность успеха 50 процентов, то в результате вероятность открытия для такого проекта составит 3,125 процента.

При условии открытия углеводородов полное распределение диапазона неопределенностей для потенциально извлекаемых углеводородов будет включать некие исходы для объемов ниже экономического предела для промышленно рентабельного проекта. Вероятность того, что объемы углеводородов будут выше такого экономического предела используется для определения вероятности разработки. Таким образом, вероятность коммерческой привлекательности (P_c) рассчитывается путем перемножения вероятности открытия (P_g) на вероятность разработки открытия. Затем распределение потенциальных исходов пересчитывается для “успешного варианта” или для открытия, размер которого больше, чем экономический предел. Конечная вероятность коммерческой привлекательности (P_c) затем умножается на среднее значение из распределения объемов ресурсов для “успешного варианта” для определения значения среднего объема ресурсов с учетом факторов риска.

Объемы перспективных ресурсов, приведенные в настоящем отчете, были оценены вероятностными методами, с использованием диапазона значений параметров объема пласта, пористости, нефтегазонасыщенности, давления, температуры, плотности, состава нефти и газа и коэффициента извлечения. Диапазоны объема пласта, принятые для вероятностных оценок, были основаны на сейсмических структурных картах, построенных РД КМГ и рассмотренных МЛЛ. Другие значения параметров пласта и флюидов были основаны на данных, предоставленных РД КМГ, а диапазоны значений параметров были оценены с использованием диапазонов, установленных по месторождениям-аналогам района. По каждой перспективной структуре МЛЛ оценила наименьшую оценку (эквивалент вероятностному значению P_{90}), наилучшую оценку (эквивалент вероятностному

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 8

значению P50) и наивысшую оценку (эквивалент вероятностному значению P10) без учета факторов риска. Для перспективных структур с множеством пластов оценки ресурсов были получены по отдельным пластам, а затем суммированы с использованием вероятностных методов для получения суммы по перспективной структуре.

Важно отметить, что вероятность открытия объемов углеводородов, которые равны или больше среднего объема, указанного в настоящем отчете для перспективной структуры, должны учитывать не только P_g для перспективной структуры, но и место расчетного среднего значения на распределении вероятностей возможных исходов для этой перспективной структуры. Однако, если предполагается, что расчетные средние объемы и значения являются достаточно представительными их вероятностных распределений, то МЛЛ считает, что вышеописанный подход дает разумное ожидаемое значение количества по каждой перспективной структуре. Арифметическое суммирование результатов по каждой перспективной структуре при конкретном значении вероятности (например, P10) не дает верный вероятностный результат по сумме, кроме как при Средней оценке.

Блок Лиман

РД КМГ получило блок Лиман по условиям отчуждения в 2000 г. сроком на 25 лет по Договору № 406. Начальный пятилетний период геологоразведки в блоке закончился в 2005 г., но был продлен до 2011 г. Однако, государственный Комитет геологии и недрапользования согласовал продление периода геологоразведки южной части блока до февраля 2014 г.

Блок Лиман расположен в Атырауской области, вдоль южного борта Прикаспийской впадины и его площадь составляет приблизительно 6 470 квадратных километров. Инфраструктура района хорошо развита и включает нефте - и газопроводы, а также железнодорожную магистраль. Нефть в этом районе залегает в надсолевом комплексе, над сводами и вдоль периферий соляных куполов. Добыча на лицензионном блоке ведется на месторождениях Новобогатинское, Ровное, Мартыши и Камышитовое.

Особый интерес представляет Новобогатинское месторождение, где нефть залегает в налегающих пермо-триассовых пластах, под трехкилометровым карнизом, экструдированным субплощадно с начала позднего триасса. Малосернистая нефть добывается из-под карниза, из 11 продуктивных горизонтов, толщины которых колеблются от менее, чем 20 метров до более, чем 100 метров. Охарактеризованность разреза продуктивных горизонтов сейсмическими данными плохая, даже с учетом преимуществ сейсморазведки 3D.

На лицензионном блоке Лиман РД КМГ выделило три перспективные структуры. Считается, что все они имеют низкую вероятность геологического успеха. Первая триассовая перспективная структура Новобогат ЮВ Т-2 Г-7 приурочена к перифериям соляного купола и трудно картируется, а наличие ловушки связано с неопределенностью. Возможное отсутствие покрывки только повышает риск для этой перспективной структуры. Неудачные результаты испытания того же комплекса в соседней скважине Г-4, пробуренной в 2011 г., еще более снижают перспективность структуры Г-7.

Две другие перспективные структуры, ПР-1 и ПР-2, залегают под солевым карнизом и картированы как северо-западные продолжения месторождения Новобогатинское ЮВ. Хотя наличие

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 9

материнских пород, заполнение углеводородами и наличие коллектора были в целом установлены для месторождения, определенность их картирования мала. Геологический риск повышает скважина 6-Е, расположенная в том же тектоническом блоке, что и перспективная структура ПР-1, немного ниже по падению пластов. В этой скважине вскрыто 30 метров водонасыщенного интервала в шести отдельных перспективных горизонтах.

Блок Темир

РД КМГ приобрело блок Темир в 2010 г. по Договору № 3578 на начальный срок шесть лет. Договор предусматривает право продления периода геологоразведки до 2019 г.

Блок Темир располагается на суше Казахстана, вдоль восточного борта Прикаспийской впадины. Лицензионный блок находится приблизительно в 240 километрах к югу от города Актобе, на площади около 3 854 квадратных километров. Западную половину блока пересекает трубопровод, проходящий с севера на юг.

Геологоразведочные работы в пределах блока не принесли положительных результатов, несмотря на близкое региональное расположение к таким месторождениям, как Кенкияк, Жанажол и Алибекмола. По состоянию на сегодняшний день в пределах лицензионного блока всего было пробурено 24 скважины, которые вскрыли подсолевые и надсолевые комплексы без промышленного открытия. Под большей частью площади блока залегает платформа Темир северо-южного простирания, представляющая собой горст, перекрытый каменноугольными карбонатами и изолированными рифами, которые являлись целевыми объектами бурения на подсолевые комплексы пород.

Структурные карты блока были построены с использованием сети сейсмических профилей 2D, снятых в 2011 г. Эта редкая сеть профилей позволила выделить четыре перспективные структуры в подсолевом комплексе (перспективные структуры I, II, III и IV). Учитывая предысторию бурения и качество сейсмических данных, все четыре перспективные структуры связаны со значительным геологическим риском. Риски связаны, главным образом, с миграцией углеводородов, уверенностью картирования и, в меньшей степени, с наличием коллектора. Наличие ловушки является дополнительным риском для Перспективной структуры II, поскольку она не полностью покрыта сейсмическими профилями.

Блок Жаркамыс Восточный-1

РД КМГ приобрела блок Жаркамыс Восточный-1 в декабре 2010 г. Он контролируется условиями Конракта на геологоразведку и добычу недр № 2193, который был продлен до конца 2014 г.

Блок Жаркамыс Восточный-1 располагается на площади около 1 190 квадратных километров, на Предуральском плато, в Актюбинской области Казахстана. Блок располагается в пределах Жаркамыс-Темировского нефтегазового района, который включает месторождения Акжар, Восточный Акжар, Каратобе, Южный Каратобе, Локтыбай и Жанатан.

Все пять перспективных структур, оцененных на этом лицензионном блоке, являются подсолевыми структурными замыканиями, выявленными по данным сейсморазведок 2D или 3D. Объектами этих перспективных структур являются каменноугольные и нижнепермские карбонатные отложения, залегающие в интервале абсолютных отметок 3 500-6 800 метров.

Перспективная структура Тускум выявлена по данным сейсморазведки 3D, выполненной РД КМГ в 2011 г. Каменноугольный карбонатный пласт КТ-2 залегают на абсолютной отметке 3 500 метров и имеет среднюю площадь в 6,9 квадратных километров. Перспективная структура является тектонически экранированным замыканием. Основным геологическим риском является риск изоляции разлома, отделяющего перспективную структуру от скважины РА-1-Т, расположенной вверх по восстанию пластов, которая вскрыла водонасыщенный интервал того же объекта.

Перспективная структура Каратобе выявлена по данным сейсморазведки 2D с перспективными среднедевонскими пластами Р3, залегающими в ловушке на взброшенной стороне вертикального сброса, с вертикальным смещением около 250 метров. Перспективное замыкание картируется на абсолютной отметке 6 300 метров и имеет среднюю площадь 3,5 квадратных километров. Основными геологическими рисками являются наличие коллектора, ловушки и удержания углеводородов.

Перспективная структура Северный Беркут является антиклинальной структурой, выявленной по данным сейсморазведки 2D. Приблизительно 60 процентов структуры располагается в пределах лицензионного блока РД КМГ Жаркамыс Восточный-1 и объемы в настоящем отчете были ограничены площадью в пределах лицензионного блока РД КМГ. Перспективная структура на среднедевонском этаже Р3 картируется как почти 350-метровое структурное замыкание на абсолютной отметке 6 400 метров и имеет среднюю площадь 3,5 квадратных километров в пределах лицензионного блока. Основными геологическими рисками являются наличие коллектора и ловушки.

Перспективная структура Киндысай Северный является антиклинальной структурой, выявленной по данным сейсморазведки 2D. Перспективная структура на среднедевонском этаже Р3 картируется с приблизительно 350-метровым вертикальным замыканием, со средней площадью 6,6 квадратных километров, на абсолютной отметки 6 750 метров. Основными рисками являются наличие необходимого коллектора и структурного замыкания.

Перспективная структура Шотыколь является антиклинальной структурой, выявленной по данным сейсморазведки 2D и, частично, 3D. Перспективная структура в среднедевонском горизонте Р3 картируется на абсолютной отметке 6 800 метров, имеющей среднюю площадь 10,7 квадратных километров, с приблизительно 300-метровым структурным замыканием. Основным геологическим риском является наличие коллектора необходимого качества.

Блок Узень-Каражандыбас

РД КМГ приобрело блок Узень-Каражандыбас в 2010 г. по Договору № 3579. Этот разведочный блок включает несколько нефтяных и газовых месторождений, находящихся на поздней стадии

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 11

разработки, включая месторождение Узень. Несмотря на то, что несколько месторождений охвачены сейсморазведкой 3D, большинство перспективных структур были выявлены по более старым данным сейсморазведки 2D.

Блок Узень-Каражандыбас является самыми южными разведочными лицензионными блоками РД КМГ и располагается в пределах Южно-Мангышлакского суббассейна. Основные запасы углеводородов в бассейне связаны со среднеюрскими песчаниками структурных ловушек. Незначительные запасы связаны с трещиноватыми триассовыми карбонатными и терригенными породами. Нижнемеловые песчаники и трещиноватые граниты фундамента также являются локально продуктивными. Все нефти имеют аналогичные химические свойства. Они характеризуются средней плотностью (31-38 градусов АНИ), высоким содержанием парафинов и низким содержанием серы.

Большинство нефтяных и газовых месторождений и открытых запасов обнаружены на Жетыбайской ступени – слабо погружающейся структурной террасе к северу от Мангышлакской впадины. Являясь первоначально рифтовой зоной, Жетыбайская тектоническая ступень, претерпела структурную инверсию в конце триасса за счет интенсивного сжатия в серию вытянутых антиклиналий северо-западного-юго-восточного простирания, которые формируют большинство ловушек.

В целом считается, что материнскими породами являются бассейновые среднетриассовые глины. Единственной высококачественной региональной покрывкой является верхнеюрский трансгрессивный комплекс морских глин и карбонатов. Хотя верхнеюрская покрывка имеет толщину более 500 метров в наиболее глубоких частях Мангышлакского бассейна, на месторождении Узень она выклинивается до менее, чем 100 метров, где она запечатывает этаж нефтеносности толщиной более, чем 300 метров. Комплекс пород триасса не содержит региональных покрывок, а скважины, пробуренные на комплекс пород триасса на месторождении Узень, не дали какие-либо промышленные притоки.

Северо-Западный Тенге является единственной перспективной структурой РД КМГ в блоке Узень-Каражандыбас. Эта структура выделяется по картам как структурная ловушка по серии отражающих горизонтов триасса, связанных крутопадающим сбросом к северу. Перспективная структура выглядит, скорее всего, стратиграфической ловушкой под региональной границей углового стратиграфического несогласия в юре. Основные риски связаны с наличием коллектора, поскольку ни одна скважина не вскрыла триассовый комплекс пород в этой части бассейна, а также с вероятным отсутствием покрывки.

Блок Тайсойган

После окончания срока действия лицензии на блок Тайсойган в 2010 г. РД КМГ подало заявку на ее продление на два года, которая была утверждена в мае 2011 г. Детали рабочих обязательств на продления лицензии на геологоразведку раскрыты не были.

Блок Тайсойган располагается почти в центре из всех лицензионных блоков РД КМГ в пределах Прикаспийской впадины, на Юго-Эмбинской площади. В данном блоке подсолевой комплекс, который, как правило, является целевым объектом бурения на бортах впадины, залегает на глубинах более восьми километров и не был вскрыт при бурении. Блок имеет площадь 9 605 квадратных километров, но доступ к ее большей части ограничен из-за расположенного здесь ракетного

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 12

испытательного полигона. Перспективность ограничена надсолевым комплексом пород, явно представляющим смешанный терригенно-карбонатный разрез среднего триасса, который перекрывает ряд солевых куполов на блоке ниже региональной границы несогласия в нижней юре. Нефтяные месторождения района включают Кенбай, Жыланкабак и Кожа Южный.

Первоначально выявленная по данным сейсморазведки 2D, перспективная структура Бажир Восточный является единственной перспективной структурой РД КМГ на этом блоке. Перспективная структура располагается к западу от месторождений Кондыбай и Уаз, вдоль южного края лицензионного блока, и картируется как одиночный структурный элемент северо-южного простирания, с южным и северным поднятиями. В 2011 г. РД КМГ пробурила скважину Г-1 для испытания сводовой части южной структуры. Согласно акта, скважина была неуспешной и при испытании дала воду с пленкой нефти. С тех пор РД КМГ перестроил карту перспективной структуры Бажир Восточный с использованием новых данных сейсморазведки 3D (86 квадратных километров). Основные риски для перспективной структуры Бажир Восточный являются надежность карт и наличие ловушки и, второе, наличие коллекторов и их качество.

Блок Р-9

Лицензия на геологоразведку Блока Р-9 закончилась в августе 2011 г., но была продлена еще на два года.

Лицензионный блок имеет площадь 5 984 квадратных километров и располагается в 170 километрах к западу от г. Атырау, в Магатском и Жылойском районах Атырауской области. Крупные подсолевые месторождения Тенгиз, Королевское и Ансаган располагаются к югу от лицензионного блока и продуктивны в каменноугольно-девонском комплексе.

На сегодняшний день в пределах лицензионного блока Р-9 подсолевые месторождения открыты не были. В настоящем отчете было оценены две подсолевые перспективные структуры - Буйыргын и Кызылкудук. Обе перспективные структуры располагаются в южной части лицензионного блока, выявлены по результатам сейсморазведки 3D и имеют множество перспективных объектов в карбоне и девоне. Хотя обе перспективные структуры и выявлены по результатам сейсморазведки 3D, имеет место значительная неопределенность при интерпретации сейсмических данных под мощными соляными пластами и глубже абсолютной отметки 5 500 метров.

Перспективная структура Буйыргын является антиклиналью с тремя перспективными объектами, картированными в карбоне и девоне. Эти структуры выделены по картам со структурным замыканием от 125 до 300 метров, на абсолютных отметках от 5 600 до 8 100 метров.

Каменноугольная карбонатная структура П2 картируется на абсолютной отметке 5 600 метров, со структурным замыканием 150 метров. Ловушка перспективного объекта пересекается границей лицензионного блока Р-9, в пределах которого ее средняя площадь составляет 5 квадратных километров. Основными геологическими рисками являются время формирования структуры и миграции углеводородов.

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 13

Верхнедевонский карбонатный объект Dt картируется на абсолютной отметке 6 500 метров, со структурным замыканием 300 метров. Ловушка перспективного объекта пересекается границей лицензионного блока Р-9, в пределах которого ее средняя площадь составляет 10,1 квадратных километров. Основными геологическими рисками являются время формирования структуры и миграции углеводородов.

Девонский объект ПЗ картируется на абсолютной отметке 8 100 метров, со структурным замыканием 125 метров. Ловушка перспективного объекта ПЗ располагается в пределах лицензионного блока Р-9 и ее средняя площадь составляет 3,1 квадратных километров. Основным геологическим риском является качество коллектора.

Перспективная структура Кызылкудук располагается приблизительно в 200 километрах к северо-западу от перспективной структуры Буйыргын. Структура Кызылкудук является тектонически-экранированной ловушкой на взброшенной стороне вертикального разлома с вертикальным смещением около 200 метров. Перспективная структура имеет три объекта в карбоне и девоне, на абсолютных отметках от 5 600 до 6 700 метров. Все структуры объектов пересекаются границей лицензионного блока Р-9. Площади и объемы, указанные в настоящем отчете, относятся к части структуры, расположенной в пределах лицензионного блока Р-9.

Каменноугольный карбонатный объект П2 картируется на абсолютной отметке 5 600 метров, со структурным замыканием 150 метров и средней площадью ловушки 16,4 квадратных километров в пределах лицензионного блока. Основными факторами риска являются время формирования структуры и миграции углеводородов.

Верхнедевонский карбонатный объект П2d картируется на абсолютной отметке 6 000 метров, со структурным замыканием 125 метров и средней площадью ловушки 12,2 квадратных километров в пределах лицензионного блока. Основными факторами риска являются время формирования структуры и миграции углеводородов.

Девонский карбонатный объект ПЗ картируется на абсолютной отметке 6 700 метров, со структурным замыканием 150 метров и средней площадью ловушки 4,8 квадратных километров в пределах лицензионного блока. Основными факторами риска являются время формирования структуры и миграции углеводородов.

Блок Каратон-Саркамыс

Лицензия на блок Каратон-Саркамыс была передана РД КМГ в 2010 г. по Договору № 3577 и заканчивается в 2016 г. По условиям лицензионного соглашения разрешается геологоразведка только надсолевого комплекса пород.

Блок Каратон-Саркамыс располагается в южной части Прикаспийской впадины, на площади 2 642 квадратных километров. В пределах блока разрабатывается ряд надсолевых месторождений, а также два подсолевых месторождения - Тенгиз и Королевское. Геологические запасы нефти надсолевых месторождений составляют 7–500 миллионов баррелей и, в целом, приурочены к солевым структурам, либо к ловушкам налегания вдоль периферий солевых куполов, тектонически

экранированным ловушкам или надсолевым сводовым ловушкам. Коллекторские свойства юрско-меловых песчаников, залегающих над солевыми куполами, могут быть отличными. Свойства коллекторов в некоторой степени ухудшаются в более глубоко залегающих триассовых и верхнепермских пластах.

На лицензионном блоке РД КМГ выявило две перспективные структуры - Кенарал и Досмухамбетовское. Обе перспективные структуры покрыты сетью сейсмических профилей 3D. Перспективная структура Кенарал располагается в восточной части лицензионного блока и картируется как взброшенная структурная ловушка у понижающегося к северу сброса восточно-западного простирания. Перспективность структурного элемента Кенарал уже была снижена по результатам предыдущего бурения двух скважин на структуре – оказавшейся сухой скважины Маткен Г-4 ниже по падению пластов, в том же тектоническом блоке, что и перспективная структура, и скважины Ансаган 1, расположенной немного выше по восстанию пластов и пробуренной вкрест основного образующего ловушку разлома, в более неглубокозалегающих горизонтах и в том же тектоническом блоке по более глубоким горизонтам. Скважина Ансаган-1 вскрыла неглубокозалегающие перспективные горизонты, сброшенные по отношению (через) к улавливающему разлому. Скважина пересекла этот разлом немного выше горизонта Ю-IV и вскрыла перспективный тектонический блок. Однако эта скважина расположена ниже по структуре, под предполагаемым водо-нефтяным контактом и не вскрыла экономические скопления углеводородов. Ни одна из этих скважин не была учтена при выполнении этой оценки. Основные риски перспективной структуры Кенарал связаны с наличием покрывки поперек разлома, наличие и качество коллекторов и время формирования ловушки в зависимости от миграции нефти.

Перспективная структура Досмухамбетовское располагается в юго-центральной части лицензионного блока и фактически состоит из трех отдельных тектонически экранированных ловушек вдоль восточного крыла Досмухамбетовского месторождения, на котором эксплуатируются меловые и верхнеюрские пласты надсолевой сводовой ловушки. Как и на перспективной структуре Кенарал, основными рисками для серии тектонически экранированных ловушек на структуре Досмухамбетовское являются способность разломов изолировать и время формирования ловушки по отношению ко времени миграции нефти. Для некоторых более глубоких горизонтов уверенность картирования вблизи соляной поверхности также становится вопросом. Перспективные структуры с составляющей независимой сводовой ловушкой считаются имеющими меньшие риски.

Блок Карповский Северный

Блок Карповский Северный имеет площадь 1 669 квадратных километров и располагается вдоль узкого северного борта Прикаспийской впадины, вблизи границы с Россией. Основными объектами бурения в этой части впадины являются три мощных карбонатных интервала и их временные эквиваленты терригенных отложений верхнедевонско-нижнепермского подсолевого комплекса. На тренде лицензионного участка большая часть продуктивных структур представлена горстами, некоторые из которых перекрыты карбонатными постройками, а также взбросовыми структурами. На соседних месторождениях, таких как Карачаганак, Чинаревское и Непряхинское, главным образом, ведется добыча нефти и газоконденсата.

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 15

В пределах Карповского блока РД КМГ выявило две локальные структуры – Меловая и Орловская. Обе перспективные структуры подтверждаются данными сейсморазведки 3D и картируются как замкнутые антиклинальные складки. Главными объектами в пределах Меловой структуры являются отложения терригенного девона, продуктивность которых в этом районе подтверждена ранее (Непряхинское месторождение). Основным перспективным объектом в пределах Орловской антиклинальной складки является карбонатная постройка в отложениях позднедевонско-раннемиссисипского возраста. Предполагается присутствие надвиговой зоны к северу от Меловой структуры, что является обычной структурной обстановкой в данном районе.

Геологические риски Блока Карповский Северный, главным образом, включают наличие и качество коллектора (по причине полного отсутствия скважин), неопределенность эффективного пути миграции углеводородов и наличие покрывки. Наличие ловушки может быть дополнительным риском для неглубокозалегающих объектов.

Федоровский блок

В 2011 г. РД КМГ приобрело доли Урал Ойл энд Гэз ЛЛП, и таким образом, 50-ти процентное долевое участие на Федоровском месторождении. Существующими партнерами по геологоразведке являются МОЛ Каспиэн Ойл энд Гэз Лимитед и Ферст Интернейшнл Ойл Копорейшн с долевыми участиями 27,5 и 22,5 процентов, соответственно. Лицензия на геологоразведку, которая первоначально была выдана в 2000 г. по Договору № 486, заканчивается в 2010 г., но была продлена до 2014 г.

Федоровский блок располагается к востоку от Карповского лицензионного блока, на площади, где северный борт Прикаспийской впадины граничит с юго-западным окончанием складчатого пояса Уральских гор. В структурном плане в подсолевом комплексе лицензионного блока доминирует серия поднятий и промежуточных понижений фундамента северо-западного-юго-восточного простирания. Ядро поднятий сформировано рифейскими (докембрийскими) материнскими породами.

На перифериях поднятий залегают средне- и нижнедевонские терригенные и карбонатные пласты в виде части трансгрессивной переходной зоны береговой линии. Толщина такой примыкающей переходной зоны увеличивается за пределами структуры и вниз по погружению поднятий фундамента и сохраняется под региональной верхнедевонской (франской) границей углового несогласия. У подошвы переходной зоны залегают нижнедевонские породы (горизонт D1), толщина которых меняется от 40 до 80 метров, представленные песчаниками, алевролитами и плотными глинами. Среднедевонские породы залегают ниже верхнедевонской границы несогласия (горизонт P3) и представлены карбонатами с переслаивающимися терригенными породами, причем из некоторых ведется локальная добыча. Более молодые терригенные породы системы низкого уровня моря, сформировавшиеся над верхнедевонской границей несогласия, формируют один из наиболее перспективных, но наименее разведанных перспективных комплексов этого блока.

По результатам сейсморазведки 3D, выполненной на Федоровском блоке, РД КМГ выявило две перспективные структуры - Рубежинская P3 и Рубежинская D1. Перспективная структура Рубежинская P3 представляет собой сохранившийся верхнедевонский комплекс, примыкающий к взбросу северо-восточного-юго-западного простирания в виде лежащей ловушки. Эта перспективная структура картируется по региональной верхнедевонской границе несогласия (горизонт P3) волновой картины и

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО “РД “КазМунайГаз”

31 декабря 2012 г.
Страница 16

располагается непосредственно к востоку от скважины РБЖ-8. В северо-западной части лицензионного участка находится перспективная структура Рубежинская D1, лежащая ловушка аналогичной структуры в более глубоком нижнедевонском терригенном комплексе пород (горизонт D1).

Геологические риски перспективных структур Федоровского блока включают, главным образом, наличие и качество коллектора, уверенность картирования и наличие покрышки. Перспективные структуры зависимы от относительно небольших разломов (два в случае перспективной структуры Рубежинская P3) в плане латерального запечатывания и обе предполагают наличие пласта в среде осадконакопления, которая могла резко измениться на коротком расстоянии. Хотя качество сейсмических данных по подсоловому комплексу достаточно хорошее, выявление разломов и непрерывность картируемой волновой картины иногда плохие.

В дополнение к оцениваемым структурам, упомянутым выше, МЛЛ оценила также девять других структур, определенным РД КМГ на тех же самых девяти лицензионных участках. Геологическое описание и карты этих дополнительных структур не были включены в данный отчет, но результаты оценки включены в Приложение 1.

Прочие предположения

Поправка на достоверность объемов запасов, а также расчетных ожидаемых чистых доходов не вносилась. Никакие объемы доказанных, вероятных или возможных извлекаемых запасов, а также основанные на них прогнозы ожидаемых чистых доходов не должны суммироваться с другими без учета поправки на достоверность.

Из общих доходов не были вычтены ожидаемые затраты на ликвидацию объектов обустройства и скважин и какие-либо ожидаемые затраты на работы по восстановлению разрабатываемых месторождений с учетом требований по охране окружающей среды, поскольку это не входит в задачи настоящей работы.

При выполнении оценки мы использовали динамику добычи, данные бухгалтерского учета и стоимостные показатели, данные о доли собственности, геологические, геофизические и инженерные данные, а также графики бурения, переводов на другой горизонт и капитальных ремонтов скважин, предоставленные РД КМГ. РД КМГ заверило, что их планы разработки месторождений, предоставленные нам для использования в наших оценках запасов, соответствуют их бизнес-плану и были одобрены руководством РД КМГ. Указанные данные были использованы в расчетах в исходном виде, поскольку проверка предоставленных данных и информации не входила в задачи настоящей работы.

Приведенные в настоящем отчете подсчеты, за исключением параметров, предоставленных другими источниками, отражают наше компетентное мнение, основанное на принятых стандартах выполнения профессиональных расчетов, но могут содержать в себе неопределенности, которые по общепризнанной практике допустимы при интерпретации геологических, геофизических и инженерных данных. Государственная политика и рыночные условия, отличные от принятых для настоящего исследования, могут привести к изменениям общих объемов добычи нефти или газа, фактических дебитов, отпускных цен, а также эксплуатационных и капитальных затрат, по сравнению



Г-ну Мурату К. Мустафаеву
АО "РД "КазМунайГаз"

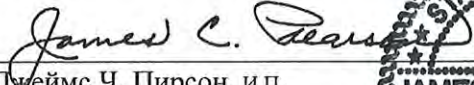
31 декабря 2012 г.
Страница 17

с представленными в настоящем отчете. В отчете могут присутствовать незначительные отклонения при промежуточном или окончательном суммировании вследствие отбрасывания значащих цифр и округления результатов суммирования.

«Миллер энд Ленц, Лтд.» является независимой нефтегазовой консультационной фирмой. Ни руководитель, ни какой-либо ответственный работник или руководящий специалист «Миллер энд Ленц, Лтд.» не владеет какой-либо долей финансовой собственности в РД КМГ или какой-либо зависимой компании РД КМГ. Наш гонорар за необходимые расчеты и подготовку настоящего отчета не зависит от полученных и заявленных результатов, и мы не проводили иной работы, которая бы повлияла на нашу объективность. Подготовка настоящего отчета проходила под контролем ответственного работника компании, который имеет профессиональную квалификацию и лицензию Инженера-профессионала штата Техас с более, чем 30-ти летним опытом работ в соответствующей области оценки, аудита и подсчета запасов нефти и газа.

Искренне Ваш,

МИЛЛЕР ЭНД ЛЕНЦ, ЛТД.
Инженерная фирма, зарегистрированная
в штате Техас (рег. № F-1442)


Джеймс Ч. Пирсон, и.п.
Председатель правления



JCP/eb

ОБЩИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
АО "РД "КазМунайГаз"
По состоянию на 31 декабря 2012 г.

Лицензионный блок	Перспективная структура	Пласт	Вероятность коммерческого успеха, P, %	Перспективные ресурсы				
				Наименьшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Медианная оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Наибольшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, с учетом факторов риска, тыс.бнэ
Лиман	Новобогат ЮВ	T-2	9,6	4 820	15 340	50 250	22 070	2 097
	Новобогат ЮВ	VI-I (ПП-2)	17,3	2 020	5 180	13 180	6 490	1 123
	Новобогат ЮВ	VI-I (ПП-1)	21,6	810	2 750	8 190	3 620	782
Темир	Структура I	C2	13,1	3 270	10 270	31 970	14 330	1 877
	Структура II	C2	10,4	4 260	13 530	43 790	19 140	1 991
	Структура III	C2	10,2	2 660	5 860	13 630	7 020	716
	Структура IV	C2	12,9	3 540	10 430	32 190	14 440	1 863
Жаркамыс Восточный	Тускум	КТ-2	6,9	4 740	8 450	25 140	11 130	768
	Каратобе	P3	2,0	4 550	6 780	14 460	7 780	156
Узень-Карамандыбас	СЗ Тенге	T	6,8	4 560	8 160	23 170	10 950	745
Тайсойган	Восточный Бажир 1-Р	T-2	5,8	7 360	21 160	70 170	30 710	1 781
	Восточный Бажир 2-Р	T-2	5,1	11 700	28 260	67 500	34 370	1 753
	Уаз-У-1	T	0,2	4 100	4 580	6 300	4 350	9
P-9	Буйыргын	Dt	10,3	1 460	7 430	39 010	14 850	1 530
	Буйыргын	П2	8,8	980	4 130	17 790	7 110	626
	Буйыргын	П3	5,9	1 180	3 300	9 410	4 390	259
	Вероятностная сумма		10,9				21 440	2 337
	Кызылкудук	П2	10,1	9 710	22 950	55 340	28 110	2 839
	Кызылкудук	П2d	10,1	2 640	11 660	52 780	20 820	2 103
	Кызылкудук	П3	10,1	1 980	5 930	18 320	8 290	837
	Вероятностная сумма		12,6				44 350	5 588
Каратон-Саркамыс	Досмух. Свод 1	J-IV	21,6	120	310	850	410	89
		J-V	16,4	320	840	2 210	1 070	175
	Вероятностная сумма		18,2				1 340	244

ОБЩИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
АО "РД "КазМунайГаз"
По состоянию на 31 декабря 2012 г.

Лицензионный блок	Структура	Пласт	Вероятность коммерческого успеха, P _c , %	Перспективные ресурсы				
				Наименьшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Медианная оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Наибольшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, с учетом факторов риска, тыс. барр.нэ
	Досмух. Свод 2	K1v	24,5	320	820	2 060	1 020	250
		J-III	24,5	170	490	1 450	670	164
		J-3	24,5	40	160	560	240	59
		J-IV	30,2	100	270	730	350	106
		J-V	16,4	80	200	460	240	39
	Вероятностная сумма		33,9				1 820	617
	Досмух. Свод 3	J-IV	30,2	100	270	730	350	106
		J-V	24,6	100	570	3 160	1 190	293
		Вероятностная сумма		24,4				1 530
	Кенарал	K1v	15,0	250	1 060	4 520	1 820	273
J-III		18,0	400	1 420	4 980	2 130	383	
J-3		18,0	1 200	4 220	15 010	6 380	1 148	
J-IV		18,0	1 470	3 890	10 320	4 980	896	
J-V		18,0	480	1 550	4 940	2 190	394	
Вероятностная сумма		25,8				11 290	2 913	
Карповский Северный	Меловая	C 1-2	14,8	1 210	4 760	18 540	7 620	1 128
		C 1-1	14,8	1 460	5 890	23 640	9 660	1 430
		P2	18,4	800	2 170	5 850	2 810	517
		P3	20,1	2 010	5 560	15 370	7 270	1 461
		D2/D3	20,1	1 530	4 650	14 270	6 440	1 294
Вероятностная сумма		24,0				22 830	5 479	
	Центральная Орловская	P2	18,8	620	1 550	3 830	1 920	361
		C 1-2	15,8	170	460	1 240	590	93
		C 1-1	13,3	7 050	14 060	27 940	15 890	2 113
		D3	13,7	400	1 480	5 530	1 950	267
		Вероятностная сумма		13,2				19 760
	Южная Орловская	P2	18,8	620	1 550	3 830	1 920	361
		P3	21,7	240	1 850	14 030	5 080	1 102
		C 1-2	19,7	800	1 472	4 270	2 210	435
		D3	14,8	210	530	1 380	680	101
		D2	21,7	440	1 240	3 480	1 620	352
Вероятностная сумма		8,7				15 600	1 357	

ОБЩИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
АО “РД “КазМунайГаз”
По состоянию на 31 декабря 2012 г.

Лицензионный блок	Структура	Пласт	Вероятность коммерческого успеха, P _c , %	Перспективные ресурсы				
				Наименьшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Медианная оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Наибольшая оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, без учета факторов риска, тыс.бнэ	Средняя оценка, с учетом факторов риска, тыс. барр.нэ
	Персоветская	D2	2,8	7 520	11 230	25 990	12 860	360
Федоровский	Рубежинская	P3	10,9	690	2 020	6 520	2 870	313
	Рубежинская	D1	19,6	990	2 360	5 820	2 910	570
	Рожавская У-26	D2	5,8	1 450	2 760	7 380	3 590	208
	Восточная Рожавская	D2	5,7	1 390	2 440	6 100	3 080	176
	Западная Рожавская	D2	14,2	3 250	11 850	47 400	19 290	2 739
	Бурлинская	C-1	5,0	3 110	11 720	44 440	18 340	917
	Бурлинская	D-3	5,0	2 000	7 670	30 080	12 320	616
	Вероятностная сумма		6,1				24 080	1 469
	Януартевская	C-1	1,4	560	2 260	9 180	3 710	52
	Януартевская	D-3	1,4	310	1 130	4 280	1 770	25
	Вероятностная сумма		1,5				4 970	75
	Жаик	C-1	8,6	630	1 900	5 960	2 670	230
	Жаик	D-3	8,6	510	1 760	6 260	2 670	230
	Вероятностная сумма		8,9				4 780	425

Результаты без учета факторов риска предполагают, что все перспективные структуры промышленно успешны. Корректировка факторов риска учитывает вероятность геологического успеха (P_g) и вероятность коммерческого успеха (P_c) каждой перспективной структуры.

Эти результаты включают вероятностные суммы по каждой перспективной структуре. Однако, сумма, показанная выше по всем перспективным структурам, была получена путем суммирования значений по каждой перспективной структуре.

В дополнение к вышеуказанным структурам, мы оценили также и другие структуры, ресурсы которых, как мы полагаем, не рентабельны. Эти структуры перечислены ниже:

1. Северный Беркут
2. Северный Киндысай
3. Шотыколь
4. Белосыртовская