MILLER AND LENTS, LTD.
INTERNATIONAL OIL AND GAS CONSULTANTS
FOUNDED 1948

10 апреля 2015 г.

Г-ну Мурату К. Мустафаеву
Управляющему директору
по геологии и разработке
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 2014 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 2014 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 и газа по состоянию на 31 декабря 2014 г., относящиеся к РД КМГ. МЛЛ провела оценку 48 месторождений, находящихся в Республике Казахстан.

Наши оценки запасов были выполнены с использованием цен и затрат, предоставленных РД КМГ. Сводные результаты наших оценок по состоянию на 31 декабря 2014 г. для РД КМГ приводятся ниже:

Всего по компании

	Чистые извлекаемые запасы				Ожидаемые чистые доходы	
Категория запасов	Жидкие УВ, млн. барр.	Жидкие УВ, млн. тонн	Газ, млрд. куб.футов	Газ, млрд. куб.м	Недисконтир., млн.долл.США	Дисконтир. по ставке 10% в год, млн.долл. США
Доказанные разбуренные разрабатываемые	515,0	70,5	68,5	1,9	7 712,0	3 389,9
Доказанные разбуренные неразрабатываемые	136,7	18,7	0,0	0,0	5 226,6	2 012,5
Доказанные неразбуренные	111,6	13,8	363,3	10,3	3 504,4	1 091,8
Прочие капвложения					-4 240,0	-2 109,7
Общие доказанные	**763,3**	**103,0**	**431,8**	**12,2**	**12 203,0**	**4 384,5**
Вероятные	217,8	29,4	81,2	2,3	6 257,4	1 865,6
Возможные	233,8	32,0	16,6	0,5	7 474,4	1 681,2

TWO HOUSTON CENTER • 909 FANNIN STREET, SUITE 1300 • HOUSTON, TEXAS 77010
TELEPHONE 713-651-9455 • TELEFAX 713-654-9914 • e-mail: mail@millerandlents.com

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. Определения из SPE-PRMS включены в Дополнение. Чистые запасы и ресурсы были отнесены к долям собственности РД КМГ.

Рентный налог на экспорт и налог 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. Графики рентного налога на экспорт, как правило, основаны на международных ценах и относятся только к реализации объемов жидких углеводородов на международных рынках.

При определении чистых доходов рентный налог на экспорт и налог на добычу полезных ископаемых вычитаются из валового дохода, а при определении чистых запасов они не вычитаются из общих запасов. 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 валовые доходы, за вычетом налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога на экспорт, эксплуатационных и капитальных затрат. Суммарный валовый доход равен суммарному доходу, полученному РД КМГ, за вычетом потерь и толинга, транспортных затрат, налогов на экспорт и таможенных пошлин и налога на добавленную стоимость. Ожидаемые чистые доходы по общим доказанным запасам не включают прочие капитальные вложения, которые не включены в отдельные категории доказанных запасов. Ожидаемые чистые доходы не включают налоги на чистую прибыль.

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.

Фонд скважин, указанный в различных окончательных таблицах подсчета экономических параметров, включает фонды существующих или новых пробуренных скважин в зависимости от категории запасов. В фонд 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. Использовался 36-летний график цен, после чего цены считались постоянными. РД КМГ предоставила МЛЛ соотношение объемов на реализацию на внутреннем и международном рынках. Цены для ОМГ и ЭМГ были использованы для расчета средневзвешенных цен, налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога на экспорт.

Цены на конденсат, газ и ШФЛУ, использованные при расчете валовых доходов по Рожковскому месторождению, были предоставлены РД КМГ. РД КМГ предоставила МЛЛ соотношение объемов конденсата на реализацию на внутреннем и международном рынках. Газ будет реализован на внутреннем, а ШФЛУ – на международном рынках. Цены по Рожковскому газовому месторождению были использованы для расчета средневзвешенных цен, налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога на экспорт.

Цены на конденсат, газ и ШФЛУ, применявшиеся при подсчете валового дохода по пяти газовым месторождениям, были предоставлены РД КМГ. Объемы конденсата представляют собой соединение фракции пентан-гексана (PGF), ШФЛУ и топливной нефти. РД КМГ предоставила МЛЛ соотношение объемов конденсата (PGF+топливная нефть), газа и ШФЛУ, предназначенных для реализации на международных и внутренних рынках. Ценыпо пяти нефтяным месторождениям были использованы для подсчета средневзвещенных цен, налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога на экспорт.

Эксплуатационные затраты, использованные в подсчете ожидаемого чистого дохода по пяти нефтяным месторождениям, основаны на прогнозных затратах и были предоставлены РД КМГ. В подсчете эксплуатационных затрат МЛЛ вычла амортизацию и налог на добычу полезных ископаемых. МЛЛ отнесла эксплуатационные затраты к количеству действующих пластопересечений из расчета на пластопересечение и к объему добычи нефти из расчета на баррель добытой нефти. МЛЛ предположили, что количество действующих пластопересечений для крупных проектов заводнения будет уменьшаться приблизительно до половины количества текущих пластопересечений по мере падения добычи месторождения и достижения экономического предела.

Эксплуатационные затраты, использованные в подсчете ожидаемого чистого дохода по пяти газовым месторождениям, основаны на прогнозных затратах и были предоставлены РД КМГ. В подсчете эксплуатационных затрат МЛЛ вычла амортизацию и налог на добычу полезных ископаемых. МЛЛ отнесла эксплуатационные затраты к количеству действующих пластопересечений из расчета на пластопересечение и к объему добычи газа из расчета на тыс.куб.футов добытого газа. МЛЛ предположили, что количество действующих пластопересечений для крупных газовых коллекторов будет уменьшаться приблизительно до половины количества текущих газовых коллекторов по мере падения добычи месторождения и достижения экономического предела.

Эксплуатационные затраты, применявшиеся при подсчете ожидаемых чистых доходов по Рожковскому газовому месторождению, были предоставлены РД КМГ и основаны на прогнозных

затратах РД КМГ по месторождению. Эти эксплуатационные расходы не включают амортизацию и налог на добычу полезных ископаемых.

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.

Доказанные разбуренные разрабатываемые запасы и прогнозы добычи по большинству пластов были определены экстраполяцией кривых падения добычи. 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). 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 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 скважин-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 для перевода их в категорию доказанных.

Подсчитанные возможные запасы предполагается добывать на скважинах неразбуренных участков 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.

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 из известных залежей, которые потенциально извлекаемы в результате реализации проектов разработки, но которые в настоящее время они не считаются промышленно-извлекаемыми по причине наличия одного или нескольких ограничений.

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

Сводные результаты подсчитанных условных ресурсов приводятся в таблице ниже:

Условные ресурсы
Технически извлекаемые

1C		2C		3C	
Чистые нефти, млн.барр.	**Чистые нефти, млн.тонн**	**Чистые нефти, млн.барр.**	**Чистые нефти, млн.тонн**	**Чистые нефти, млн.барр.**	**Чистые нефти, млн.тонн**
51,1	7,0	63,4	8,6	70,3	9,6

Перспективные ресурсы

В соответствии с запросом РД КМГ МЛЛ оценила перспективные ресурсы по шести 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 20 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 (Pc), который является произведением вероятности открытия (Pg) на вероятность разработки открытия.

По каждой перспективной структуре в пределах лицензионных блоков было оценено пять геологических факторов риска: наличие материнских пород, покрышки, коллектора, времени формирования/миграции углеводородов и ловушки. Pg оценивается по вероятности того, что для залежи углеводородов присутствуют и действуют все необходимые составляющие (наличие коллекторов, ловушки, покрышки, 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 Pg 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 (Pc) рассчитывается путем перемножения вероятности открытия (Pg) на вероятность разработки открытия. Затем распределение потенциальных исходов пересчитывается для "успешного варианта" или для открытия, размер которого больше, чем экономический предел. Среднее значение из распределения объемов ресурсов для "успешного варианта" умножается на вероятность коммерческой привлекательности 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 P90), наилучшую оценку (эквивалент вероятностному 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 Pg 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 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 расположен в береговой части Казахстана вдоль восточного края Предкаспийского Бассейна. Лицензионный участок находится приблизительно в 240 километрах к югу от города Актюбинска и по площади составляет приблизительно 3,854 квадратных километров. По направлению с севера на юг расположен трубопровод, который пересекает западную половину блока.

Поисковые работы на блоке были неуспешными несмотря на то, что работы проводились в непосредственной близости к таким месторождениям как Кенкияк, Жанажол и Алибекмола. До настоящего времени ни одна из скважин на лицензионной площади не привела к коммерческому открытию. Лежащая в основе большей части часть блока – представляет собой распространяющуюся с севера на юг Платформу Темир, поднимающийся блок фундамента покрыт каменноугольными и девонскими известняками и доломитами, являющимися основными целями бурения в подсолевой толще.

Картирование блока выполнялось с использованием сетки данных сейсморазведки 2D 2011 года и небольшая часть участка при помощи более поздних сейсморазведочных работ 3D в юго-западном углу блока. 3D сейсмика помогла определить три глубоких, подсолевых ресурсных объектов: Аккудук, Жусан и Бахтыкарын.

С точки зрения геологического риска материнские и изоляционные породы ресурсных объектов Блока Темир могут рассматриваться в основном как имеющие высокую вероятность образования. Материнские породы на участке - глины с высоким фоном гамма-излучений, проникающие в подсолевую область. Риск отсутствия кровли незначителен ввиду покрывающих солевых слоев, а также перекрывающих карбонатные породы глинистые отложения.

Наибольший геологический риск для поисковых объектов Блока Темир сопряжен с тремя факторами; временным и связанным с миграцией, наличием условий образования коллекторов и вероятностью структурного замыкания. Существующая структурная конфигурация предполагает, что на всем протяжении миграции углеводородов, перспективные объекты Блока Темир были расположены в периклинальной части горизонта, примыкающего к месторождениям нефти и газа в направлении к югу от лицензионного участка. Однако в отсутствие региональных исследований бассейна, местоположение перспективных объектов относительно благоприятного пути миграции неизвестно. В результате риск времени/миграции определен как 50/50 (нейтральная) вероятность. Точно так же диагенетическая основа слагающих карбонатных пород плохо изучена и качественные характеристики коллекторов трудно предсказать. За редким исключением данные ГИС на существующих скважинах показывают очень низкие качественные характеристики коллекторов. Добавляет неопределенность оценка значений структурного замыкания, которая увеличивается с глубиной и считается плохой для более глубоких зон. Результирующее значение геологической вероятности успеха для этих трех перспективных объектов составляет 10 - 20 процентов.

Блок Узень-Карамандыбас

РД КМГ приобрело блок Узень-Карамандыбас в 2010 г. по Договору № 3579. Этот разведочный блок включает несколько нефтяных и газовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, включая месторождение Узень. Несмотря на то, что несколько месторождений охвачены сейсморазведкой 3D, большинство перспективных структур были выявлены по более старым данным сейсморазведки 2D. Срок действия лицензии на геологоразведку истекает в 2016 г.

Блок Узень-Карамандыбас является самым южным из всех разведочных лицензионных участков 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 обнаружены на Жетыбайской ступени – слабо погружающейся структурной террассе 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 покрышкой является верхнеюрский трансгрессивный комплекс морских глин и карбонатов. Хотя верхнеюрская покрышка 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 и более глубоко залегающих пород, по-видимому, не содержит региональных покрышек, а скважины, пробуренные на комплекс пород триасса на месторождении Узень, не достигли промышленных дебитов.

Палеозойская перспективная структура Узень-Карамандыбас картирована как ненарушенное структурное поднятие наверху палеозийского комплекса. Часть структурной сводовой складки лежит за пределами лицензионного участка Узень-Камандыбас. Объемы за пределами лицензионного участка были исключены из оценки. Основными геологическими рисками являются наличие коллектора и структурного замыкания.

Блок Тайсойган

Срок действия лицензии на блок Тайсойган истекает в 2035 г., включая лицензию как на геологоразведку, так и на стадии разработки. Период геологоразведки был продлен до 2016 г., включительно.

Блок Тайсойган является самым центральным 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 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.

Перспективная структура Уаз № 1 расположена на юго-восточном крае лизензионного участка. Перспективная структура представлена структурно-тектонической ловушкой с простиранием на южной стороне соляного купола. Основными геологическими рисками являются наличие коллектора и структурного замыкания.

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 в 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, либо 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.

Перспективная структура С. Нуржанов (Северный) расположена в южной части лицензионного участка и картирована как поднятая структурно-тектоническая ловушка обыкновенного сброса. На месторождении С. Нуржанов, расположенном в двух километрах к югу, добыча ведется с основных горизонтов. Месторождение и перспективная структура разделены грабеном. Основным геологическим риском является удержание углеводородов.

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. 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

Лицензионный участок Блок Карповский Северный, площадь которого 1 669 квадратных километров, располагается вдоль узкого северного борта Прикаспийской впадины, вблизи границы с Россией. Основными объектами бурения в этой части впадины являются три мощных карбонатовых интервала и их временные эквиваленты терригенных отложений верхнедевонско-нижнепермского подсолевого и надсолевого комплексов. 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. Срок действия лицензии на геологоразведку истекает в 2016 г.

В пределах Карповского Северного лицензионного участка РД КМГ обозначила три перспективные структуры: Южная Орловская, Белосыртовская и Первосоветская. В пределах Карповского Северного блока РД КМГ выявило Южная Орловскую структуру. Данная перспективная структура подтверждается данными сейсморазведки 3D и картируется как замкнутая антиклинальная складка. Основным перспективным объектом в пределах Южной Орловской антиклинальной складки является карбонатная постройка в отложениях позднедевонско-раннемиссисипского возраста.

Белосыртовская структура картирована как сводовая залежь, относящаяся к каменоугольной системе палеозоя. Перспективная ловушка вниз по падению ограничена пробуренной ранее непродуктивной скважиной № 2 Белосыртовская. Перспективные горизонты, которые включают каменноугольный комплекс и осадочные породы девона, расположены вверх от скважины № 2 Белосыртовская. Основными геологическими рисками Белосыртовской структуры являются наличие коллектора и ловушки.

Первосоветская структура картирована как структурно-тектоническая ловушка на сброшенном блоке юго-восточного разлома. Перспективный горизонт относится к среднему девону. Основными геологическими рисками являются наличие коллектора и удержания углеводородов.

Федоровский блок

РД КМГ обладает 50-ти процентным долевым участием 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, соотвественно. Лицензия на геологоразведку, которая первоначально была выдана в 2000 г. по Договору № 486, заканчивается в 2010 г., но была продлена до 2016 г. В настоящее время РД КМГ и Министерство нефти и газа республики Казахстан ведут переговоры о продлении срока действия лицензии на геологоразведку.

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 периферии 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. 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 2D и 3D, выполненной на Федоровском блоке, РД КМГ выявило семь перспективных структур. Перспективная структура Рубежинская P3 представляет собой сохранившийся верхнедевонский комплекс, примыкающий к взбросу северо-восточного-юго-западного простирания в виде лежачей ловушки. Эта перспективная структура картируется по региональной верхнедевонской границе несогласия (горизонт P3) волновой картины и располагается непосредственно к востоку от скважины РБЖ-8. В северо-западной части лицензионного участка находится перспективная структура Рубежинская D1, лежачая ловушка аналогичной структуры в более глубоком нижнедевонском терригенном комплексе пород (горизонт D1). Перспективная структура Жайк картирована как совмещенная антиклинальная структурно-тектоническая ловушка. Структура расположена на верхнем крыле обыкновенного сброса в западно-восточном направлении. Перспективные горизонты представлены терригенными обломочными отложениями верхнего девона и нижнего каменноугольного периодов. Западная структура Рожковского месторождения картирована как структурно-тектоническая ловушка на нижнем крыле обыкновенного сброса в западно-восточном направлении. Перспективные горизонты представлены отложениями среднего девона.

Восточная Рожковская представлена структурно-тектонической ловушкой на верхнем крыле обыкновенного сброса в западно-восточном направлении. Перспективные горизонты представлены терригенными отложениями среднего девона. Январцевская перспективная структура представлена структурно-тектонической ловушкой на опущенном крыле обыкновенного сброса в западно-восточном направлении. Перспективные горизонты представлены карбонатными породами верхнего девона и нижнего каменноугольного периода и терригенными обломочными отложениями.

Бурлинская перспективная структура лежит вдоль Казахско-Российской границы. Структура картирована как антиклинальное поднятие. Перспективные горизонты представлены карбонатными породами верхнего девона и нижнего каменноугольного периода и терригенными обломочными отложениями.

Геологические риски перспективных структур Федоровского блока включают, главным образом, наличие и качество коллектора, достоверность структурной ловушкии 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 подсолевому комплексу достаточно хорошее, выявление разломов и непрерывность картируемой волновой картины иногда плохие.

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 валовых 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.

В прогнозах добычи и ожидаемого чистого дохода не учитывались сроки истечения действия лицензий. РД КМГ сообщила МЛЛ, что ожидается вероятное продление сроков действия лицензий сверх установленных до истечения экономической жизни месторождения.

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 наши компетентные мнения и зависят от изначальных неопределенностей, связанных с интерпретацией геологической, геофизической и инженерной информации. Эти определенности включают, но не ограничиваются ими, следующие: (1) использование данных по аналогам или косвенных данных, (2) использование профессиональных заключений. Государственная политика и рыночные условия, отличные от принятых для настоящего исследования, могут привести к изменениям (1) общих объемов добычи нефти, ШФЛУ или газа, (2) фактических дебитов, (3) отпускных цен, или (4) эксплуатационных и капитальных затрат, по сравнению с представленными в настоящем отчете. В настоящее время МЛЛ не знает о каких-либо нормативных документах, которые бы отрицательно повлияли на возможность РД КМГ извлечь подсчитанные запасы. В результате отбрасывания и округления величин сумм в отчете могут встречаться незначительные отклонения по точности расчета промежуточных и итоговых сумм.

«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

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

10 апреля 2015 г.

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)

STATE OF TEXAS
GREGORY W. ARMES
79622
LICENSED
PROFESSIONAL ENGINEER

Грегори У. Армс, инженер-нефтяник
Старший вице-президент

STATE OF TEXAS
ROY LEE COMER, JR.
86223
LICENSED
PROFESSIONAL ENGINEER

Р. Ли Комер, мл., инженер-нефтяник
Старший вице-президент

Джеймс Ч. Пирсон, и.п.
Председатель правления

STATE OF TEXAS
JAMES C. PEARSON
63933
LICENSED
PROFESSIONAL ENGINEER

JCP/eb

Определения и инструкция по классификации ресурсов и запасов углеводородов

Классы и подклассы извлекаемых ресурсов и запасов

Запасы

Запасы – это те количества углеводородов; которые предполагается добыть в промышленном масштабе из известных залежей путем реализации проектов их разработки, начиная с указанной даты, при заданных условиях.

Запасы должны удовлетворять четырем критериям: они должны быть открытыми, извлекаемыми, промышленными и остаточными, исходя из используемого(-ых) проекта(-ов) разработки. Запасы далее подразделяются по уровню их достоверности, связанной с их оценкой, и могут быть разделены на подклассы в зависимости от стадии реализации проекта и/или состояния их разработки и добычи.

Для отнесения объемов углеводородов к классу Запасов проект должен быть достаточно обоснован, чтобы подтвердить его промышленную значимость. Должна существовать достаточная уверенность в том, что все требуемые внутренние и внешние согласования будут получены и имеется доказательство твердого намерения приступить к разработке в разумные сроки.

Разумные сроки применительно к началу разработки зависят от конкретных обстоятельств и могут меняться в зависимости от масштаба проекта. Как правило, в качестве такого срока рекомендуется использовать 5 лет, но он может быть увеличен в тех случаях, когда, например, реализация рентабельных проектов откладывается добывающей компанией по причинам, среди прочих, связанным с ожиданием наличия рынка сбыта или с выполнением договорных обязательств или достижением стратегических целей. Во всех случаях обоснование отнесения объемов углеводородов к классу Запасов должно быть тщательно задокументировано.

Для отнесения объемов углеводородов к классу Запасов должна иметься большая достоверность промышленной продуктивности залежи по данным фактической добычи или результатам испытаний пласта. В отдельных случаях объемы углеводородов могут быть отнесены к классу Запасов по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин и/или анализа керна, подтверждающим, что рассматриваемый пласт является углеводородонасыщенным и пластом-аналогом для пластов того же региона, которые разрабатываются или доказали продуктивность по результатам испытания пласта.

Стадия добычи. Проект разработки находится на стадии промышленной эксплуатации и осуществляется реализация углеводородов на рынке сбыта. Основным критерием является получение дохода от реализации продукции, а не требуемое завершение утвержденного проекта разработки. На этой стадии реализации проекта «вероятность достижения стадии промышленной значимости» может быть принята за 100%. «Точкой принятия решения» по проекту является принятие решения о начале промышленной эксплуатации.

Разработка утверждена. Все необходимые согласования и разрешения получены, запланировано финансирование и идет реализация проекта разработки. На этой стадии должна существовать полная уверенность в осуществлении проекта разработки. Не должно быть каких-либо препятствий на пути реализации проекта, например, отсутствие важных согласований с государственными органами или контрактов на реализацию продукции. Ожидаемые капитальные затраты должны быть включены в утвержденный бюджет отчетного предприятия на текущий или следующий год. «Точкой принятия решения» по проекту является принятие решения о начале инвестирования строительства объектов добычи и/или эксплуатационного бурения.

Разработка обоснована. Реализация проекта разработки обоснована разумными прогнозными экономическими условиями на дату подсчета и имеются достаточные ожидания получения всех необходимых согласований или контрактов.

Для того, чтобы перевести проект разработки на данную стадию реализации, и, таким образом, иметь связанные с ним Запасы, проект разработки должен быть промышленно-рентабельным на дату подсчета с учетом предположений отчетного предприятия о прогнозных ценах, затратах и других показателях («прогнозный вариант») и особых условий проекта. Для демонстрации промышленной значимости достаточно твердого намерения предприятия начать разработку в разумные сроки. Для этого необходимо наличие плана разработки со степенью детализации, достаточной для обоснования оценки промышленной значимости проекта, а также достаточная уверенность в получении всех необходимых согласований и разрешений государственных органов и в заключении контрактов на реализацию продукции до начала реализации проекта. Помимо необходимости в таких согласованиях, разрешениях или контрактах не должно быть каких-либо известных ограничений, которые могли бы препятствовать началу разработки в разумные сроки (см. определение класса Запасов).

«Точкой принятия решения» по проекту является принятие решения отчетного предприятия и его партнеров, если таковые имеются, о выходе проекта на стадию технической и промышленной реализации, достаточную для обоснования начала разработки с этого времени.

Условные ресурсы

Это те подсчитанные на определенную дату количества углеводородов, которые потенциально извлекаемы из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которые в настоящее время не считаются промышленно-извлекаемыми по причине наличия одного или нескольких ограничений.

Условные ресурсы могут включать, например, проекты, по которым в настоящее время нет рентабельных рынков сбыта или по которым промышленная разработка зависит от появления новых технологий или по которым оценка залежи не позволяет однозначно сделать вывод о

промышленной значимости. В свою очередь Условные ресурсы делятся на категории по уровню их достоверности, связанному с оценкой, а также на классы в зависимости от стадии реализации проекта и/или могут быть охарактеризованы по их экономическому состоянию.

Разработка ожидается. Открытая залежь углеводородов, по которой ведутся работы по проекту с целью обоснования промышленной разработки в обозримом будущем.

Считается, что на этой стадии проект достаточно перспективен для запланированной промышленной разработки при условии, что ведется сбор дополнительной информации (например, данных бурения, сейсморазведки) и/или выполняются оценки с целью подтверждения промышленной рентабельности проекта и обоснования выбора соответствующего плана разработки. При этом выявлены важнейшие ограничения и разумно ожидать их снятия в разумные сроки. Следует иметь в виду, что неблагоприятные результаты оценки или анализа могут привести к переводу проекта в класс «Разработка приостановлена» или «Разработка нерентабельна».

«Точкой принятия решения» по проекту является решение о получении дополнительных данных и/или проведении дополнительных исследований для перевода проекта на такую стадию технического и экономического состояния, на которой может быть принято решение о начале разработки и добычи.

Разработка необоснована или приостановлена. Относится к открытой залеже, когда работы по проекту приостановлены и/или при значительной задержке обоснования ее промышленной разработки.

Считается, что на этой стадии проект перспективен для запланированной промышленной разработки, но дальнейшие работы по оценке или анализу приостановлены в ожидании устранения существенных внешних ограничений по реализации проекта или требуются значительные дополнительные работы по оценке или анализу проекта с целью определения перспективности запланированной промышленной разработки. При этом начало разработки сопряжено со значительной задержкой. Следует отметить, что изменение условий, например, когда становится невозможным допустить устранение какого-либо значительного ограничения в обозримом будущем, может привести к переводу проекта в класс «Разработка нерентабельна» .

“Точкой принятия решения” по проекту является решение либо о проведении дальнейшего анализа с целью выявления перспективности запланированной промышленной разработки, либо о временной приостановке или отсрочке дальнейших работ до момента устранения внешних ограничений .

Разработка нерентабельна. Открытая залежь, в отношении которой на данный момент отсутствуют планы разработки или получения дополнительных данных в связи с ее ограниченной промышленной перспективностью.

Считается, что такой проект не имеет перспективность промышленной разработки на момент представления отчета. Однако, при этом осуществляется учет данных по объемам теоретически извлекаемых запасов с целью анализа перспективности проекта в случае существенного изменения технологии добычи или экономических условий.

“Точкой принятия решения” по проекту является решение об отказе от каких-либо дальнейших работ по получению данных или проведению исследований по проекту в обозримом будущем.

Перспективные ресурсы

Это те количества углеводородов, которые, согласно оценке на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей.

Оценка перспективных залежей осуществляется в зависимости от вероятности их открытия, а, в случае открытия, – в соответствии с подсчитанными количествами нефти и газа, которые будут извлечены в рамках реализации определенных проектов разработки. Считается, что программы разработки будут иметь существенно менее детальные и в значительно большей степени зависеть от данных по разработке пластов-аналогов на ранних стадиях геологоразведочных работ.

Перспективная структура. Проект, связанный с разработкой перспективной залежи, степень изученности которой позволяет отнести ее к перспективным объектам бурения. Работы по такому проекту направлены на оценку вероятности открытия и, в случае открытия, на определение области значений потенциально-извлекаемых объемов в рамках программы промышленной разработки.

. Перспективный район. Проект, связанный с разработкой перспективной залежи, имеющей низкую степень изученности на момент оценки и требующий получения дополнительных данных и/или проведения дополнительного анализа для ее перевода в категорию «Перспективная структура». Работы по такому проекту направлены на получение дополнительных данных и/или выполнение дополнительной оценки с целью подверждения возможности перевода неподготовленной структуры в класс «Перспективная структура». Такая оценка включает оценку вероятности открытия и, в случае открытия, определение области значений потенциально-извлекаемых объемов в рамках технически-осуществимых вариантов разработки.

Перспективная область. Проект, связанный с наличием перспективных участков возможных перспективных структур, но требующий получения дополнительных данных и (или) анализа для определения перспективных районов или структур. Работы по такому проекту направлены на получение дополнительных данных и/или проведения дополнительного анализа с целью выявления конкретных перспективных районов и структур для более детального определения вероятности их открытия и, в случае открытия - определение области значений ожидаемых извлекаемых объемов при реализации теоретически возможных вариантов разработки.

Определения и инструкция по выделению категорий запасов

Доказанные запасы

Доказанные запасы - это те количества углеводородов, которые, исходя из анализа геолого-геофизических и инженерных данных, можно с достаточной степенью достоверности отнести к промышленно-извлекаемым, начиная с определенной даты, из открытых залежей при определенных экономических условиях, способах эксплуатации и нормативно-правовой базе.

В случае применения детерминированных методов под "достаточной степенью достоверности" понимается

высокая степень уверенности в извлечении этих количеств углеводородов. В случае использования вероятностных методов должна присутствовать, по крайней мере, 90%-ная вероятность того, что фактически извлеченные количества углеводородов будут равны оценке или превысят ее.

Участок залежи с Доказанными запасами включает: 1) участок, оконтуренный бурением и ограниченный контактами флюидов, если таковые имеются, и 2) прилегающие неразбуренные участки пласта, которые по имеющимся геолого-геофизическим и инженерным данным можно обоснованно считать непрерывными по залежи и промышленно-продуктивными.

При отсутствии данных о контактах флюидов количества Доказанных запасов залежи ограничиваются нижней границей нефтегазоносности (НГН), установленной в ходе бурения скважин, если иное ни подтверждено достоверными геолого-геофизическими, инженерными данными или данными добычи. Такая достоверная информация может включать результаты анализа градиента давления и сейсмические показатели. Использование только сейсмических данных не может считаться достаточным для установления контактов флюидов, необходимых для определения границ залегания Доказанных запасов (см.. главу 8, «Дополнительная инструкция , 2001 г.»).

Запасы неразбуренных скважинных элементов могут быть отнесены к категории Доказанных при условии, что:

- Эти скважинные элементы находятся в неразбуренных частях залежи, которые с достаточной степенью достоверности можно считать промышленно-продуктивными.
- Результаты интерпретации имеющихся геолого-геофизических и инженерных данных с достаточной степенью достоверности подтверждают горизонтальную непрерывность рассматриваемого пласта с разбуренными скважинными элементами с Доказанными запасами.

  Для Доказанных запасов коэффициент извлечения углеводородов таких пластов следует определять с учетом диапазона возможных значений по пластам-аналогам и надежного инженерно-технического обоснования, а также с учетом характеристик участка Доказанных запасов и применяемой программы разработки.

Вероятные запасы

Вероятные запасы - это те дополнительные Запасы, вероятность извлечения которых, исходя из анализа геолого-геофизических и инженерных данных, меньше, чем у Доказанных запасов, но больше, чем у Возможных запасов.

Существует одинаковая достоверность того, что фактически извлеченные остаточные количества углеводородов будут больше или меньше, суммы подсчитанных Доказанных и Вероятных запасов (2P). В этой связи, при использовании вероятностных методов оценки, должна быть, по крайней мере, 50%-ная вероятность того, что фактически извлеченные количества углеводородов будут равны оценке запасов 2P или превысят ее.

Вероятные запасы могут быть выделены в частях залежи, примыкающих к участкам Доказанных запасов, где имеющиеся данные или результаты их интерпретации являются менее достоверными. При этом данные о непрерывности рассматриваемого пласта также могут не соответствовать критериям достаточной степени достоверности.

Оценка Вероятных запасов также включает дополнительно извлекаемые объемы, связанные с проектом повышения коэффициентов извлечения, превышающие коэффициенты извлечения, принятые для Доказанных запасов.

Возможные запасы

Возможные запасы – это те дополнительные запасы, вероятность извлечения которых, исходя из анализа геолого-геофизических и инженерных данных, меньше, чем у Вероятных запасов.

Общие количества добытой в результате реализации проекта продукции в конечном счете имеют низкую вероятность превысить сумму Доказанных, Вероятных и Возможных запасов (3P), которая эквивалентна варианту максимальной оценки. При использовании вероятностных методов оценки, должна быть, по крайней мере, 10%-ная вероятность того, что фактически извлеченные количества углеводородов будут равны оценке запасов 3P или превысят ее.

Возможные запасы могут быть выделены в частях залежи, примыкающих к участкам Вероятных запасов, где имеющиеся данные или результаты их интерпретации являются менее достоверными, чем для Вероятных запасов. Как правило, такая ситуация может иметь место на участках, где имеющиеся геолого-геофизические и инженерные данные недостаточны для определения площади и вертикальных границ пласта с промышленными запасами для разработки в рамках определенного проекта.

Оценка Возможных запасов также включает дополнительно извлекаемые объемы, связанные с проектом повышения коэффициентов извлечения, превышающие коэффициенты извлечения, принятые для Вероятных запасов.

Вероятные и возможные запасы

(Отдельные критерии для Вероятных и Возможных запасов приведены выше.)

Оценки запасов 2P и 3P могут быть основаны на достоверных альтернативных технико-экономических интерпретациях, выполненных по залежи и/или в рамках конкретного проекта, которые должны быть должным образом документально оформлены, включая сопоставление с результатами успешной реализации аналогичных проектов.

При разработке традиционных залежей Вероятные и/или Возможные запасы могут быть выделены, когда имеющиеся геолого-геофизические и инженерные данные непосредственно указывают на наличие примыкающих участков пласта в пределах одной залежи, которые могут быть отделены от участков Доказанных запасов небольшими тектоническими разломами или другими геологическими нарушениями и не вскрыты скважиной, но интерпретируются как имеющие гидродинамическую связь с известной залежью (с Доказанными запасами). Вероятные или Возможные запасы могут быть выделены на участках, расположенных выше по структуре, чем участки Доказанных запасов. Возможные (и, в некоторых случаях, Вероятные) запасы могут быть выделены на участках, расположенных ниже по структуре, чем прилегающие участки Доказанных запасов или запасов 2P.

Следует соблюдать осторожность при выделении Запасов в прилегающих залежах, приуроченных к крупным, теоретически непроводящим, нарушениям до вскрытия

такого пласта скважиной и оценки его промышленной продуктивности. Обоснование для выделения Запасов в таких случаях должно быть четко отражено в соответствующей документации.. Не допускается выделять Запасы на участках, которые явно отделены от известной залежи непродуктивной частью (такой как, отсутствие коллектора, залегание пласта ниже по структуре или в случае получения отрицательных результатов опробования). На таких участках могут быть выделены Перспективные ресурсы.

В традиционных залежах, где по результатам бурения определена верхняя граница нефтеносности (ВГН) и существует возможность наличия газовой шапки попутного газа, в более высоких частях структуры Доказанные запасы нефти следует выделять только, при наличии достаточной степени достоверности того, что начальное пластовое давление на таких участках залежи выше давления насыщения нефти газом, исходя из документально зафиксированных результатов инженерных анализов. Участки залежи, не имеющие такую достоверность, могут быть отнесены к Вероятным и Возможным запасам нефти и/или газа по результатам интерпретации данных о свойствах флюидов и градиента давления.

Определения и инструкция по определению состояния запасов

Разбуренные запасы

Разбуренные запасы – это предполагаемые количества углеводородов, которые могут быть извлечены из существуюших скважин при использовании существующих объектов обустройства.

Запасы считаются разбуренными только после установки необходимого оборудования или когда затраты на установку такого оборудования относительно невелики по сравнению с затратами на бурение скважины. Если необходимые объекты обустройства становятся недоступными, то следует рассмотреть необходимость перевода Разбуренных запасов в категорию «Неразбуренные». Разбуренные запасы делятся на Разрабатываемые и Неразрабатываемые.

Разбуренные разрабатываемые запасы. Разбуренные разрабатываемые запасы ожидается извлечь из интервалов, которые вскрыты и работают на дату подсчета.

Запасы, извлекаемые за счет методов повышения отдачи пластов, считаются Разрабатываемыми только после внедрения таких методов.

Разбуренные неразрабатываемые запасы. Разбуренные неразрабатываемые запасы делятся на «Простаивающие» и «Затрубные» запасы.

«Простаивающие» запасы – это запасы, которые ожидается извлечь: 1) из интервалов, вскрытых, но не работающих на дату подсчета, 2) из скважин, которые были закрыты в связи с неблагоприятной рыночной ситуацией или отсутствием трубопроводной инфраструктуры, или 3) из скважин, которые невозможно эксплуатировать по техническим причинам. «Затрубные» запасы – это запасы, которые ожидается извлечь из зон за обсадной колонной в существующих скважинах и для начала извлечения которых необходимо провести дополнительные работы по заканчиванию или переводу на другой горизонт.

Во всех случаях предусматривается, что добыча может быть начата или возобновлена при относительно небольших затратах по сравнению с затратами на бурение новой скважины.

Неразбуренные запасы

Неразбуренные запасы – это количества углеводородов, которые ожидается извлечь за счет будущих капиталовложений: 1) из новых скважин на неразбуренных участках известных залежей, 2) за счет углубления существующих скважин на нижележащий (но известный) пласт, 3) из уплотняющих скважин с целью увеличения добычи, или 4) при относительно больших (например, по сравнению со стоимостью бурения новой скважины) затратах для: а) перевода существующей скважины на другой горизонт или б) для монтажа объектов добычи или транспортировки в рамках проектов первичных методов добычи или применения методов повышения отдачи пластов.

Подготовлено Комитетом по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (SPE). Рассмотрено и одобрено совместно Всемирным нефтяным советом (WPC), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG), и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа США (SPEE). Утверждено Советом директоров SPE в марте 2007 г.