

**ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ КАЛАМКАС, ЖЕТЫБАЙ
И СОПУТСТВУЮЩИМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 ГОДА**

Подготовлено для
АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»
ЯНВАРЬ 2018 г.

www.gaffney-cline.com

Утверждение и распределение документов

Копии: Электронная (1 экземпляр в формате PDF)
Бумажная (3 экземпляра)

Проект №: EL-17-206800

Подготовлен для: АО «Мангистаумунайгаз»

Утверждено компанией Gaffney, Cline & Associates



Менеджер проекта

Дата: январь 2018 г.

Алексей Махонин, Старший Консультант



Рецензент проекта

Дата: январь 2018 г.

Джон Баркер, Технический Директор

Конфиденциальность и правовая оговорка

Этот документ носит конфиденциальный характер и подготовлен для исключительного пользования Клиентом или сторонами, указанными в настоящем документе. Он не может распространяться или предоставляться, в целом или в части, любой другой компании или лицу без предварительного уведомления и письменного согласия GCA. Никакие физические или юридические лица, кроме тех, для которых он предназначен, не могут прямо или косвенно полагаться на его содержание. GCA действует только в качестве консультантов и в полной мере, разрешенной законом, не несет никакой ответственности за действия или убытки, происходящие из какой-либо фактической или предполагаемой степени использования этого документа (или любых других заявлений или мнений GCA) Клиентом или любым другим физическим или юридическим лицом.

Содержание

Введение	1
Основание для заключения	3
Выводы	6
Пояснения	9
1. Лицензионные условия	9
2. Данные и методология	10
2.1 Буровые и ремонтные работы	11
3. Каламкас	13
3.1 Расположение месторождения	13
3.2 Описание месторождения	13
3.3 Начальные геологические запасы товарной нефти – НГЗН	14
3.4 Эксплуатационные показатели месторождения	14
3.5 Оценка запасов	17
3.5.1 Доказанные запасы	18
3.5.2 Доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы	18
4. Жетыбай и сопутствующие месторождения	19
4.1 Расположение месторождений и геологические условия	19
4.2 Сейсмический анализ	20
4.3 Начальные геологические запасы товарной нефти и объем добычи по декабрь 2017 года	20
4.4 Бурение и ГТМ в 2017 году	22
4.5 Месторождение Жетыбай	22
4.6 Месторождение Асар	25
4.7 Месторождение Восточный Жетыбай	26
4.8 Месторождение Южный Жетыбай	26
4.9 Месторождение Оймаша	27
4.10 Месторождение Бурмаша	27
4.11 Месторождение Придорожное	27
4.12 Месторождение Ащиагар	28
4.13 Месторождение Айрантакыр	28
4.14 Месторождение Алатюбе	28
4.15 Месторождение Северный Карагие	28
4.16 Месторождение Северный Аккар	29
4.17 Месторождение Атанбай	29
4.18 Месторождение Бектурлы	29
4.19 Оценка запасов	29
4.19.1 Доказанные запасы	30
4.19.2 Доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы	31

4.20	Суммарные результаты по месторождению Жетыбай и его сопутствующим месторождениям	31
4.21	Суммарная добыча по месторождениям Каламкас, Жетыбай и сопутствующим месторождениям	32
5.	Затраты	33
5.1	Исходные данные	33
5.2	Эксплуатационные расходы	33
5.3	Капитальные затраты	34
6.	Прогнозы.....	36
7.	Экономические показатели.....	43
7.1	Условия налогообложения.....	43
7.2	Прогнозы по ценообразованию и инфляции	42
7.3	Результаты	45
8.	Корректировка запасов в сравнении с оценкой 2014 года.....	48

Список рисунков

Рис. 1:	Добычные активы АО «Мангистаумунайгаз». Обзорная карта	2
Рис. 2:	Месторождение Каламкас. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю1	13
Рис. 3:	Месторождение Каламкас. Хроностратиграфическая колонка	15
Рис. 4:	Месторождение Каламкас. Динамика добычи нефти	16
Рис. 5:	Месторождение Каламкас. Прогноз годовой добычи до 2028 года по системе SPE PRMS.....	18
Рис. 6:	Жетыбай и сопутствующие месторождения. Обзорная карта	19
Рис. 7:	Месторождение Жетыбай. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю8.....	23
Рис. 8:	Месторождение Жетыбай. Схематический структурный разрез	24
Рис. 9:	Жетыбай и сопутствующие месторождения. Динамика добычи нефти и обводненности	25
Рис. 10:	Месторождение Асар. Динамика добычи нефти и обводненности.....	26
Рис. 11:	Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Прогноз объема годовой добычи по системе SPE PRMS.....	31
Рис. 12:	Месторождения Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения. Прогноз суммарного объема годовой добычи по системе SPE PRMS.....	32

Список таблиц

Таблица 1:	Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения. Запасы нефти по правилам SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года.....	7
Таблица 2:	Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения. Запасы нефти по системе SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года	7
Таблица 3:	ЧПС месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года по системе SEC при ставке дисконтирования 10%	8
Таблица 4:	ЧПС месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года по системе SPE PRMS при ставке дисконтирования 10%	8
Таблица 5:	Обзор лицензионных условий.....	9
Таблица 6:	График буровых работ и ГТМ	11

Таблица 7: Сводная информация результатов бурения и ГТМ на месторождении Каламкас за 9 месяцев 2017 г.	17
Таблица 8: Начальные дебиты по новым скважинам и темпы падения добычи по месторождению Каламкас	18
Таблица 9: Жетыбай и сопутствующие месторождения. Продуктивные горизонты в стратиграфической последовательности	20
Таблица 10: Жетыбай и сопутствующие месторождения. Объем геологических и извлекаемых запасов и рассчитанная нефтеотдача по состоянию на декабрь 2017 года	21
Таблица 11: Сводная таблица результатов бурения и ГТМ на месторождении Жетыбай и сопутствующих месторождениях за 9 месяцев 2017 года	22
Таблица 12: Начальный дебит и темп падения добычи по новым скважинам месторождения Жетыбай и сопутствующих месторождений	30
Таблица 13: Анализ эксплуатационных расходов 2017 года (9 месяцев) на уровне месторождений (млн.тенге)	34
Таблица 14: Капитальные затраты по правилам SEC и принципам SPE PRMS (млн.тенге).....	34
Таблица 15: Распределение капитальных затрат на бурение между КМГ и ЖМГ	35
Таблица 16: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	36
Таблица 17: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	37
Таблица 18: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	37
Таблица 19: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS.....	38
Таблица 20: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS	38
Таблица 21: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS..	39
Таблица 22: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	39
Таблица 23: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	40
Таблица 24: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат по правилам SEC	40
Таблица 25: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS	41
Таблица 26: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS	41
Таблица 27: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат по системе SPE PRMS.....	42
Таблица 28: Ценовой вариант GCA по нефти марки «Brent» на 1 квартал 2018 года..	45
Таблица 29: Доля каждого месторождения в общих запасах по системе SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года	45
Таблица 30: Доля каждого месторождения в общих запасах по системе SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года	46
Таблица 31: ЧПС по НГДУ после начисления налогов при ставке дисконтирования 10% в соответствии с правилами SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года.....	46
Таблица 32: ЧПС по НГДУ после начисления налогов при ставке дисконтирования 10% в соответствии с системой SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года.....	47
Таблица 33: Корректировка запасов по правилам SEC со времени оценки 2016 года	48

Таблица 34: Корректировка запасов по системе SPE PRMS со времени оценки 2016 года.....	48
Таблица 35: Обоснование корректировки запасов категории «доказанные + вероятные» по системе SPE PRMS для каждого месторождения со времени оценки 2016 года	49

Приложения

- I. Глоссарий
- II. Сокращенный вариант определений и принципов SPE PRMS
- III. Правила SEC
- IV. Расчет движения денежных средств

Введение

АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ) обратилось к компании Gaffney, Cline & Associates (GCA) с просьбой дать обновленную независимую оценку запасов и условных ресурсов нефтегазовых месторождений компании в Мангистауской области по двум производственным управлениям - «Каламкасмунайгаз» (КМГ) и «Жетыбаймунайгаз» (ЖМГ) - по состоянию на 31 декабря 2017 года в целях ежегодной отчетности по запасам. В эти управления входят разрабатываемые месторождения Каламкас, Жетыбай и его сопутствующие месторождения (Рис. 1).

АО «Мангистаумунайгаз» является совместным предприятием «Казмунайгаз» (50%) и «Китайской национальной нефтяной корпорацией» (CNPC) (50%) и полностью владеет активами перечисленных месторождений.

По просьбе АО «Мангистаумунайгаз» в качестве основы для классификации и присвоения категорий углеводородных запасов использовались как принципы SPE PRMS¹, так и правила SEC².

Настоящий отчет основан на комплексе данных, предоставленных АО «Мангистаумунайгаз», включая данные по добыче, результаты бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ), геологические, геофизические, петрофизические и технические данные и отчеты, а также финансовые данные и другую информацию, относящуюся к налоговым и контрактным условиям деятельности. Компания GCA приняла точность и полноту этих данных без дополнительной проверки.

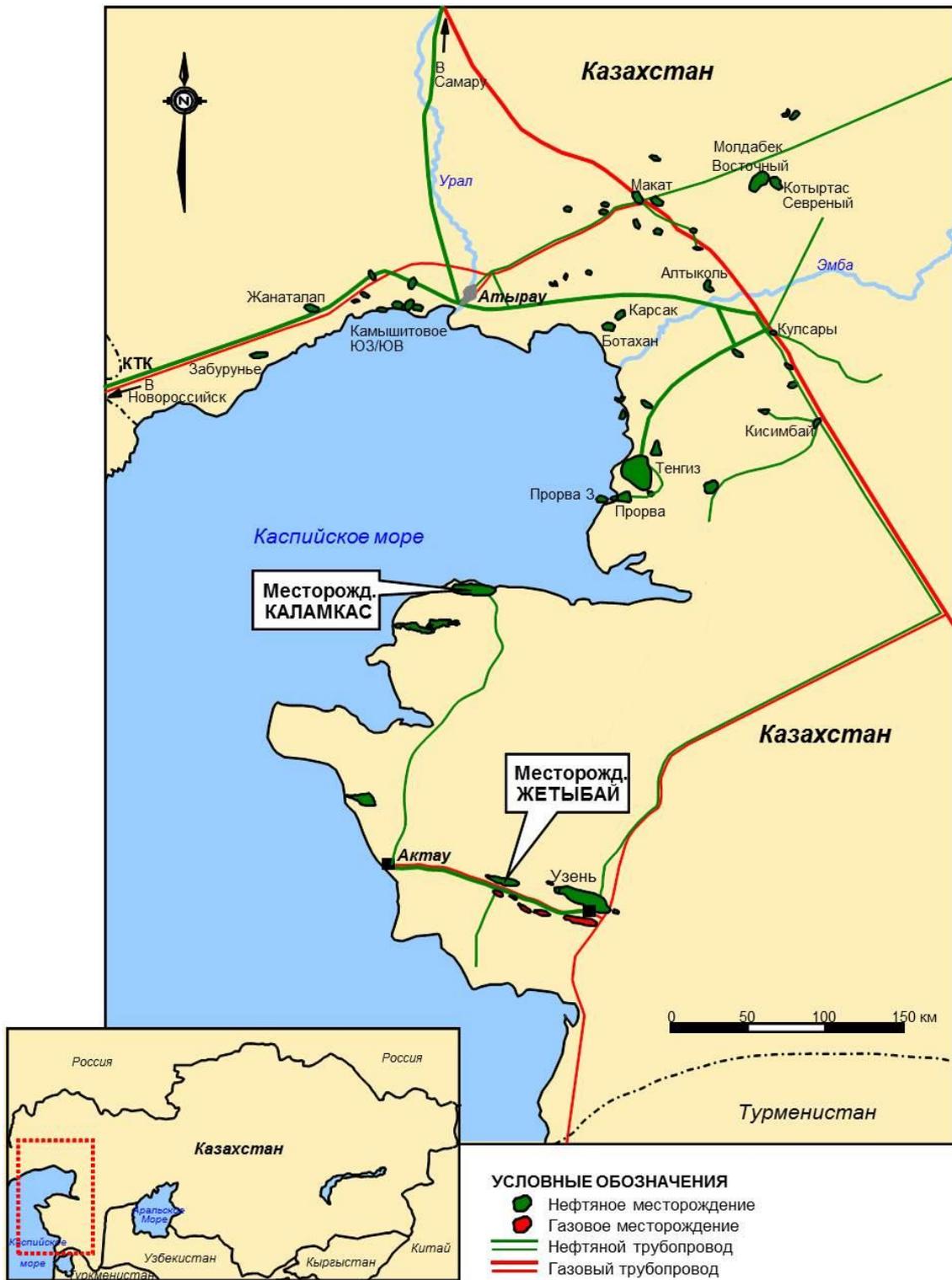
Настоящий отчет касается только предмета, определенного в объеме работ представленного предложения по оказанию услуг, и обусловлен сделанными в нем предположениями. Следует рассматривать данный отчет в его целостности и использовать его только в целях, для которых он предназначен.

Глоссарий стандартных отраслевых сокращений, большая часть которых используется в настоящем отчете, включен в Приложение I.

¹ SPE PRMS – это Система Управления Нефтегазовыми Ресурсами (SPE), опубликованная SPE (Обществом инженеров-нефтяников), Всемирным нефтяным советом (WPC), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) и Обществом инженеров-нефтяников по оценке месторождений (SPEE) в марте 2007 года.

² Правила SEC 4-10(a) Закона о фондовых биржах 1934 года с учетом поправок, введенных в январе 2010 года. Компания GCA также выполнила расчет стандартизованного показателя чистого дисконтированного движения ликвидности будущих периодов по нефтегазовым активам (SMOG) в соответствии с Пунктом 30 Положения о стандартах финансового учета 69 (SFAS 69).

Рис. 1: Добычные активы АО «Мангистаунаугаз». Обзорная карта



Основание для заключения

Настоящий документ отражает обоснованное профессиональное суждение GCA, основанное на принятых стандартах профессионального исследования и, при необходимости, на данных и информации, предоставленных Клиентом, и/или полученных из других источников (например, из публичного домена), в ограниченных рамках аудиторского задания и времени, отведенного на проведение оценки.

В соответствии с этими принятыми стандартами, данный документ ни в коей мере не является гарантией или прогнозом результатов и не содержит заверений или мнений, что фактические результаты будут соответствовать показателям, представленным в данном отчете. Компания GCA не подвергала независимой проверке информацию, предоставленную Клиентом или полученную по указанию Клиента, а также полученную из других общедоступных источников, и приняла точность и полноту этих данных. Компания GCA не имеет никаких оснований полагать, что какие-либо существенные факты были изъяты из этих данных, но не гарантирует, что ее исследование выявило все вопросы, которые могли бы быть обнаружены при проведении более обширного исследования.

Мнения, выраженные в отчете, подвержены и полностью зависимы от общепринятых неопределенностей, связанных с интерпретацией геолого-геофизических и технических данных, и не отражают всю совокупность обстоятельств, сценариев и информации, которые потенциально могут повлиять на решения, принимаемые получателями отчета и/или фактических результатов. Мнения и заявления, содержащиеся в этом отчете, сделаны с наилучшими намерениями и в надежде, что эти мнения и заявления представляют преобладающие физические и экономические обстоятельства.

При подготовке этого отчета компания GCA использовала Систему управления нефтегазовыми ресурсами, утвержденную Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке нефтяных месторождений в марте 2007 года (SPE PRMS). Сокращенная форма SPE PRMS приводится в Приложение II. GCA также оценила запасы в соответствии с частью 210 Правила 4-10 (а) Положения S-X Комиссии по ценным бумагам и биржам США (см. Приложение III).

Существует ряд неопределенностей, связанных с оценкой запасов и ресурсов, а также в прогнозировании добычи будущих периодов, затрат на разработку, эксплуатационных расходов и потоков ликвидности. Анализ запасов нефти и газа и оценка ресурсов должны считаться субъективным процессом оценки подземных скоплений нефти и газа, которые не могут быть измерены точно. Оценки запасов нефти и газа или ресурсов, подготовленные разными сторонами, могут отличаться, и возможно, существенно, от тех, которые содержатся в настоящем отчете.

Точность любой оценки запасов является функцией качества имеющихся данных и технической и геологической интерпретации. Результаты бурения, тестирования и добычи, полученные после подготовки таких оценок, могут служить основанием обновлений оценки, и некоторые из них могут быть существенными. Соответственно, оценки запасов часто отличаются от объемов нефти и газа, которые добываются в конечном счете, а также сроки и

стоимость этих добытых объемов углеводородов, могут отличаться от оценочных.

Запасы нефти и конденсата приведены в данном отчете в миллионах тонн (млн.т) в стандартных условиях. Стандартные условия определялись при давлении 14,7 фунт/кв.дюйм и 60°F.

Определение запасов и ресурсов

Запасы - это объемы нефти, которые с достаточной уверенностью считаются извлекаемыми с коммерческой целью путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями. Запасы также должны удовлетворять еще четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и остающимися (по состоянию на дату оценки).

Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и/или в соответствии со степенью их разработки и добычи. Все цитируемые здесь категории запасов были определены в контексте критерия предела экономической рентабельности (до вычета налогов и без учета накопленных сумм амортизации) до какого-либо анализа ЧПС.

Специалисты GCA не посещали месторождения при выполнении данной оценки запасов, так как такого поручения не было дано со стороны компании «Мангистаумунайгаз», кроме того, компания GCA не получала информации о значительных изменениях в эксплуатации месторождений со времени их последнего посещения в 2012 году. GCA не в состоянии давать комментарии по деятельности объектов, их пригодности и состоянию, их соответствию нормам в отношении таких операций. Кроме того, компания GCA не может комментировать любые аспекты здоровья, безопасности и окружающей среды при проведении таких работ.

Эта оценка была выполнена в контексте понимания компанией GCA влияния нефтяного законодательства и других нормативных актов, которые в настоящее время применяются к объектам Клиента. Тем не менее, компания GCA не в состоянии засвидетельствовать права собственности, условия этих прав, включая обязательства по охране окружающей среды и ликвидации скважин, все необходимые лицензии и разрешения, включая разрешения на строительство, отношения материальной заинтересованности или обременения по любой части оцениваемых объектов.

Применение чистой приведенной стоимости

Следует четко отметить, что чистая приведенная стоимость (ЧПС), содержащаяся в настоящем документе, не представляет собой мнения GCA по рыночной стоимости объекта оценки или его части.

При оценке вероятной рыночной стоимости было бы необходимо учитывать ряд дополнительных факторов, включая риски по запасам (т.е. что доказанные и/или вероятные и/или возможные запасы не будут добыты в предполагаемые сроки их эксплуатации); восприятие экономического и суверенного риска; потенциал роста, например, в этом случае эксплуатация запасов и ресурсов за пределами уровня доказанных и вероятных запасов; другие льготы,

обременения или ограничения, а также конкурентное состояние рынка на определенный период. Компания GCA не принимает такие факторы во внимание при выводе базовых ЧПС, представленных в данном отчете.

Квалификация

При проведении данного исследования у компании GCA не было информации о существовании какого-либо конфликта интересов. В качестве независимой консалтинговой компании, GCA предоставляет беспристрастные технические, коммерческие и стратегические консультации для компаний, работающих в отрасли энергетики. Оплата работы GCA ни в каком случае не зависит от содержания данного отчета.

При подготовке этого документа GCA поддерживала и продолжает строго соблюдать отношения «независимый консультант – клиент». Более того, руководство и сотрудники GCA не заинтересованы в каких-либо оцениваемых активах или активах, связанных с анализом, проводимым в рамках этого отчета.

Сотрудники, которые готовили данный отчет, являются квалифицированными профессионалами, имеющими соответствующее образование, опыт и знания для выполнения работ.

Выводы

1. Оценка запасов, относящихся к ММГ по состоянию на 31 декабря 2017 года, выполненная компанией GCA, приведена в миллионах тонн (млн.т) в таблице 1 (по правилам SEC) и в таблице 2 (по определениям и руководящими принципами SPE PRMS, прогнозные расчеты).
2. После поправки на добычу с декабря 2016 года, в соответствии с правилами SPE PRMS и SEC, по всем трем категориям запасов получено чистое увеличение запасов.
3. Произошло увеличение фактических эксплуатационных расходов в 2017 году, основанных на долларовых расчетах, по сравнению с 2016 годом. Это частично объясняется изменением обменного курса тенге/доллара США (340,0 в оценке на конец 2016 года и 326,2 в оценке на конец 2017 года). Прогнозируемые капитальные затраты также увеличились по сравнению с предыдущим бизнес-планом в результате увеличения запланированного бурения.
4. Чистая приведенная стоимость (ЧПС) по добыче будущего периода рассчитывалась с учетом 10% ставки дисконтирования и приведена в таблице 3 для ЧПС по правилам SEC и в таблице 4 для ЧПС, оцениваемой в соответствии с определениями и руководящими принципами SPE PRMS.
5. Запасы и ЧПС, оцениваемые в соответствии с Правилами SEC, основаны на одинаковой цене на нефть марки «Brent» 54,42 долл.США/барр., определенной по формуле, предписанной Правилами SEC.
6. Запасы и ЧПС, оцениваемые в соответствии с Правилами SPE PRMS, основаны на цене на нефть марки «Brent» за первый квартал 2018 г.
7. Основываясь на данных по продаже нефти за 9 месяцев 2017 г., GCA выполнила оценку общей дифференциальной скидки с цены на нефть марки «Brent» в сумме 10,28 долл.США/барр. по экспортным продажам и цены на местных рынках в 2017 г. в сумме 19,65 долл.США/барр. без учета транспортировки и НДС.
8. За 9 месяцев 2017 года было пробурено 63 вертикальные и 1 горизонтальная скважина на месторождении Каламкас и 75 вертикальных скважин на месторождениях Жетыбай и сопутствующих месторождениях. Общее количество скважин, пробуренных в 2017 году, сопоставимо с объемами бурения за тот же период 2016 года, однако в 2017 году большее количество скважин было пробурено на месторождении Жетыбай.

**Таблица 1: Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Запасы нефти по правилам SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года**

Месторождения	Доказанные освоенные (млн.т)	Суммарные доказанные (млн.т)	Доказанные + вероятные (млн.т)	Доказанные + вероятные + возможные (млн.т)
Каламкас	28,85	33,93	36,92	39,72
Жетыбай и сопутствующие месторождения	14,34	20,78	22,71	24,58
Итого	43,19	54,71	59,63	64,30

Примечания:

1. Категории запасов «доказанные», «доказанные плюс вероятные» и «доказанные плюс вероятные плюс возможные» ограничены сроком действия контрактов, так как предел экономической рентабельности не достигнут. Доказанные освоенные запасы месторождения Жетыбай ограничены 2026 годом, когда достигнут предел экономической рентабельности.
2. Компания GCA ограничила программу бурения и ремонтных работ концом 2022 года при рассмотрении варианта запасов по правилам SEC.
3. В основе расчетов – средняя цена на «Brent» за 2017 г., в соответствии с правилами SEC, и постоянные затраты.

**Таблица 2: Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Запасы нефти по системе SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года**

Месторождения	Доказанные освоенные (млн.т)	Суммарные доказанные (млн.т)	Доказанные + вероятные (млн.т)	Доказанные + вероятные + возможные (млн.т)
Каламкас	29,47	34,66	37,86	40,71
Жетыбай и сопутствующие месторождения	16,30	21,77	23,95	25,85
Итого	45,77	56,44	61,81	66,56

Примечания:

1. Категории запасов «доказанные освоенные», «доказанные», «доказанные плюс вероятные» и «доказанные плюс вероятные плюс возможные» ограничены сроком действия контрактов, так как предел экономической рентабельности не достигнут.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. В основе расчетов – прогноз цены на «Brent» на 1 квартал 2018 г. и затраты с учетом инфляции.

Таблица 3: ЧПС месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года по системе SEC при ставке дисконтирования 10%

Месторождения	ЧПС(10) (млн.долл.США)			
	Доказанные освоенные	Суммарные доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	1 409	1 597	1 747	1 857
Жетыбай и сопутствующие месторождения	682	787	909	1 009

Примечания:

1. ЧПС рассчитаны по дисконтированным потокам денежных средств, включающих условия налогообложения по данным активам.
2. Представленная здесь ЧПС не является рыночной стоимостью объекта или его части.

Таблица 4: ЧПС месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года по системе SPE PRMS при ставке дисконтирования 10%

Месторождения	ЧПС(10) (млн.долл.США)			
	Доказанные освоенные	Суммарные доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	1 796	2 050	2 240	2 382
Жетыбай и сопутствующие месторождения	931	1 150	1 310	1 422

Примечания:

1. ЧПС рассчитывалась на основе дисконтированных потоков наличности, включающих условия налогообложения по данным активам.
2. Приведенная в таблице ЧПС не является оценкой рыночной стоимости активов или их части.

Пояснения

1 Лицензионные условия

Лицензионные условия, относящиеся к месторождениям, приведены в таблице 5. ММГ владеет 100% долей участия во всех этих контрактах.

За исключением сопутствующих месторождений Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе, лицензионные права по которым истекают в декабре 2022 года, все остальные лицензионные права истекают в декабре 2028 года. Для целей оценки запасов предполагается, что все лицензии прекращаются в конце срока действия контракта.

Таблица 5: Обзор лицензионных условий

	Месторождение	Контракт	Лицензия			
			Серия	№	Дата подписания	Срок действия
1.	Каламкас	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	935	08.12.97	31 год с возможным продлением
2.	Жетыбай	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	929	08.12.97	31 год с возможным продлением
3.	Южный Жетыбай	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	927	08.12.97	25 лет с возможным продлением
4.	Восточный Жетыбай	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	930	08.12.97	31 год с возможным продлением
5.	Асар	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	932	08.12.97	31 год с возможным продлением
6.	Оймаша	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	928	08.12.97	25 лет с возможным продлением
7.	Алатюбе	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	931	08.12.97	25 лет с возможным продлением
8.	Северный Аккар	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	937	08.12.97	31 год с возможным продлением
9.	Бурмаша	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	926	08.12.97	31 год с возможным продлением
10.	Северный Карагие	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	933	08.12.97	31 год с возможным продлением
11.	Бектурлы	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	934	08.12.97	31 год с возможным продлением
12.	Придорожное	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	936	08.12.97	31 год с возможным продлением
13.	Ациагар	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	939	08.12.97	31 год с возможным продлением
14.	Атамбай-Сартюбе	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	938	08.12.97	31 год с возможным продлением
15.	Айрантакыр	№ 170 от 17.01.98	ГКИ	946	08.12.97	31 год с возможным продлением

2 Данные и методология

Компания GCA создала базу данных отчетов, информации по скважинам и исследований, предоставленных ММГ. Эти данные послужили основой для изучения и понимания активов и дополняются новыми данными, полученными в ходе данной оценки запасов. Запасы основаны, прежде всего, на производительности месторождений и скважин и результатах новых скважин, пробуренных в 2017 году, а также на результатах КРС и специальной обработки.

Объемы геологических запасов товарной нефти (НГЗН) и извлекаемых запасов нефти зарегистрированы по категориям системы казахстанской классификации А, В, С1 и С2. Между казахстанской классификацией и классификациями SPE PRMS или SEC нет прямого сравнения. Однако исследования, проводимые в институтах, следуют строгим и тщательным процедурам и оценке НГЗН и, как правило, считаются обоснованной оценкой геологических запасов. Они могут использоваться в качестве ориентира для проверки обоснованности коэффициентов извлечения на основе эксплуатационных характеристик.

Запасы, утвержденные ГКЗ, время от времени обновляются по каждому месторождению, поэтому, в зависимости от того, когда было выполнено последнее исследование, НГЗН и оценка извлекаемых запасов могут не включать последних данных, и, следовательно, могут быть устаревшими. Последние технические исследования могут быть еще не утвержденными ГКЗ, хотя они могут быть достоверными данными для оценки запасов.

Для данной оценки запасов компании GCA были предоставлены актуальные оценки утвержденных геологических или извлекаемых запасов нефти; вместе с тем, компании GCA не были предоставлены результаты каких-либо новых сейсмических или других исследований для обоснования изменения геологических или извлекаемых запасов, поэтому GCA не может подтвердить обоснованность данных оценок.

GCA выполнила проверку предположений по базовому варианту для кривых падения добычи Каламкаса, Жетыбая и сопутствующих месторождений, рассчитав изменения в дебитах отдельных скважин за четырехлетний период с ноября 2013 года по сентябрь 2017 года для Жетыбая и сопутствующих месторождений, и за шестилетний период с сентября 2011 года по сентябрь 2017 года для Каламкаса, за исключением скважин, которые были пробурены в течение этого периода.

Совокупные показатели дебитов для некоторых месторождений увеличились, что свидетельствует о положительном эффекте ГТМ и/или мероприятий по поддержанию пластового давления. Соответственно, предполагаемый уровень падения добычи для базового варианта будет сильнее, чем для месторождения в целом. Данная проверка в целом подтвердила оценки падения добычи, принятые компанией GCA для Доказанных запасов.

2.1 Буровые и ремонтные работы

ММГ предоставила компании GCA график бурения по Каламкасу, Жетыбаю и сопутствующим месторождениям к Бизнес-плану на 2018-2022 годы по каждому месторождению. GCA не изменила свои предыдущие оценки объемов бурения после 2022 года, согласно которым буровые работы будут проводиться только на месторождении Асар, в соответствии с долгосрочным планом разработки. Если программа бурения по Бизнес-плану будет выполнена, можно предположить, что буровые работы для месторождений со сроком истечения лицензии в 2028 году продолжатся и после 2022 года, соответственно, прогноз добычи, охватывающий срок после 2022 года, скорее всего, является консервативным.

План геолого-технических мероприятий (ГТМ) для Каламкаса, Жетыбая и сопутствующих месторождений был предоставлен для каждой категории мероприятий: расконсервация скважин, возврат на вышележащие горизонты (ВВЛГ), перфорационные работы (ПВР) и гидроразрыв пласта (ГРП). Также был предоставлен детальный анализ ГТМ за 9 месяцев 2017 года, что позволило GCA надежно рассчитать начальные дебиты для каждой категории ГТМ.

Корректировка запасов по каждому месторождению по сравнению с 2016 годом в значительной степени зависит от распределения скважин программы бурения и ГТМ по месторождениям в последующие годы и от целевых уровней добычи компании ММГ.

Бизнес-план компании ММГ основан на графике бурения и ГТМ, представленном в таблице 6. Этим планом предусмотрено смещение основных объемов бурения с месторождения Жетыбай на Каламкас по сравнению с предыдущим Бизнес-планом на 2017-2021 годы. Фактические результаты за 2017 год подтверждают, что в настоящее время компания ММГ может достигнуть поставленных задач с имеющимся техническим оснащением, поэтому GCA приняла план бурения компании ММГ.

Таблица 6: График буровых работ и ГТМ

Каламкас

Год	Новые вертикальные добывающие скважины	Новые боковые стволы / гориз. стволы	Расконсервация	ВВЛГ	ПВР	ГРП
9 месяцев 2017 г.	63	1	1	39	23	51
2018	65	0	0	25	15	35
2019	77	0	0	38	19	35
2020	77	0	0	38	19	35
2021	77	0	0	38	19	35
2022	74	0	0	38	19	35

Жетыбай

Год	Новые вертикальные добывающие скважины	Новые боковые стволы / гориз. стволы	Расконсервация	ВВЛГ	ПВР	ГРП
9 месяцев 2017 г.	75	0	46	72	19	47
2018	86	7	81	40	20	44
2019	92	6	123	27	16	42
2020	53	7	18	27	16	55
2021	81 ¹	7	0	27	16	67
2022	74 ¹	3	0	27	16	73

Примечания:

1. В Бизнес-Плане на 2021 и 2022 года запланировано бурение 12 скважин на месторождениях Ю. Жетыбай, Оймаша и Алатюбе, которые являются нерентабельными и поэтому были исключены из таблицы и расчетов.

Основываясь на оценке производительности и дополнительных объемов добычи в результате нового бурения и КРС, компания GCA оценила вероятность достижения компанией ММГ запланированного годового уровня добычи в период действия Бизнес-плана до 2022 года. При отсутствии бурения новых скважин, поддерживающих дебиты, падение уровня добычи после 2022 года будет зависеть от уровней падения добычи на каждом месторождении.

Компания GCA не получала никаких данных, подтверждающих увеличение суммарной добычи по какому-либо месторождению. Увеличение объема бурения и ГТМ позволит ускорить темпы отбора и, следовательно, увеличить объем добычи в рамках контрактного периода.

При переоценке темпов падения добычи по скважинам и месторождениям в соответствии с новым графиком бурения компания GCA в качестве критерия для сравнения приняла максимальное извлечение по месторождениям, чтобы убедиться, что эти цифры соответствуют всем данным и официально утвержденным оценкам геологических запасов.

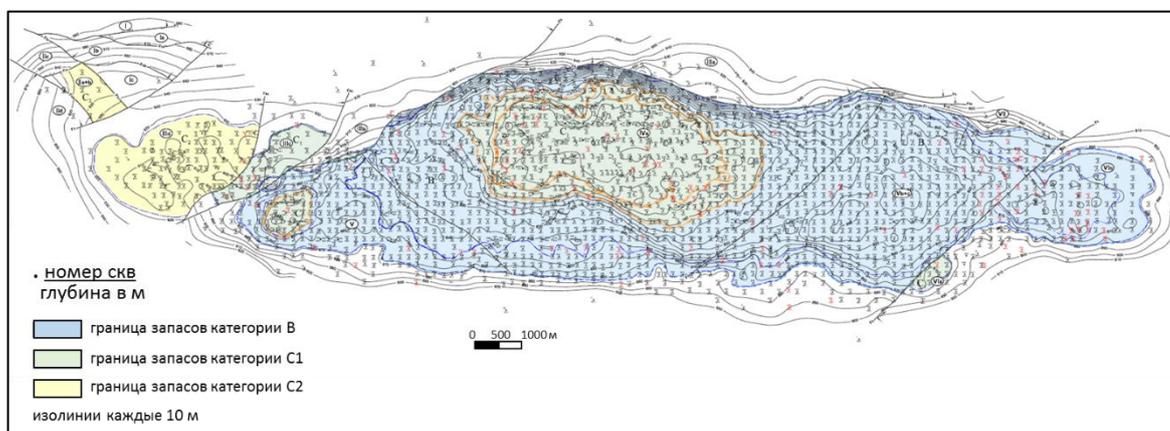
3 Каламкас

3.1 Расположение месторождения

Месторождение Каламкас расположено в Мангистаусской области Республики Казахстан, примерно в 418 километрах на север-северо-восток от г. Актау (Рис. 1). К месторождению Каламкас ведет асфальтированная дорога из двух полос, которая является проходимой даже в период наводнения, поскольку проходит по возвышенным участкам к западу и северу от территории возможного затопления.

Площадь месторождения Каламкас составляет 57 км², по форме месторождение вытянуто с востока на запад и имеет размеры 13 км в длину и 7 км в ширину. На Рис. 2 представлена структурная карта по кровле одного из основных продуктивных горизонтов месторождения, горизонта Ю1.

**Рис. 2: Месторождение Каламкас.
Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю1**



Источник: ММГ

3.2 Описание месторождения

Коллекторы месторождения Каламкас представлены песчаниками раннемелового и среднеюрского возраста (Рис. 3), залегающими на глубине в интервале 550 – 900 м. Меловые песчаники содержат главным образом газ, тогда как юрские песчаники являются нефтенасыщенными, с небольшим количеством свободного газа в газовых шапках в верхних юрских пластах. Газ в меловых отложениях находится в основном в стратиграфических ловушках, не имеющих общего ГВК. Толщина газо- и нефтенасыщенного комплекса составляет в юрских пластах около 50 м и 125 м соответственно; уровень ГНК, как правило, постоянный. Различия в ВНК объясняются расчлененностью нарушений по вертикали. Тектонические нарушения в геологической модели ММГ расположены с учетом разных контактов.

Добыча на месторождении ведется почти исключительно из юрских горизонтов. В пределах юры находятся два основных комплекса пород, на которые стратиграфически повлияло несогласное залегание верхней юры (С1-С5) и пласты, залегающие ниже этой эрозионной поверхности (Ю0-Ю6). Из верхней группы коллекторов С в прошлые периоды добывалось около 40% объемов УВ, а из нижележащей группы коллекторов Ю - 60%. В настоящее время объемы добычи разделены примерно поровну между этими двумя группами. Основной тип ловушки на месторождении – антиклиналь с двойным погружением, ориентированная в направлении восток-запад. К крыльям по структуре месторождения кровля пласта становится довольно плоской, при этом нижележащие пласты имеют более крутое падение, что указывает на большую мощность структуры в целом.

3.3 Начальные геологические запасы товарной нефти – НГЗН

Компания GCA не проводила независимую оценку НГЗН, но проанализировала проведенные ранее исследования и приняла текущую официально утвержденную оценку в объеме 639 млн.т как представительную оценку НГЗН по категориям А+В+С1.

3.4 Эксплуатационные показатели месторождения

Месторождение Каламкас было введено в разработку в 1979 г. Всего на месторождении разрабатывалось двенадцать юрских и меловых объектов, включая С5, С4, С3, С2, С1, Ю0, Ю1, Ю2, Ю3, Ю4, Ю5 и Ю6. Уровень добычи стабильно увеличивался с 1998 года в результате реализации программы бурения, ГТМ и закачки воды в пласт. Данные по добыче нефти по продуктивным объектам на месторождении Каламкас с начала эксплуатации представлены на Рисунке 4.

Историю разработки месторождения Каламкас можно разделить на четыре этапа:

1. Период роста добычи (1979 – 1986 гг.), в течение которого месторождение было введено в разработку, рост добычи обеспечивался за счет бурения новых скважин;
2. Период устойчивой добычи (1986 – 1988 гг.), в течение которого добыча нефти сохранялась постоянной;
3. Период снижения добычи (1989 – 1997 гг.), в течение которого добыча нефти снижалась, главным образом, из-за нехватки финансирования бурения для поддержания соответствующего уровня бурения скважин и эксплуатационных затрат для поддержания устойчивой добычи;
4. Период роста добычи (1998 г. и далее), в течение которого на месторождении проводилась агрессивная кампания по бурению и капремонту скважин. Добыча увеличивалась до примерно 2006 года и оставалась на одном уровне до 2012 года, после чего она начала незначительно снижаться. Для удержания нынешних темпов падения добычи будет необходимо осуществлять программу бурения скважин, выполнения ГТМ и оптимизации операций по добыче.

Рис. 3: Месторождение Каламкас.
Хроностратиграфическая колонка

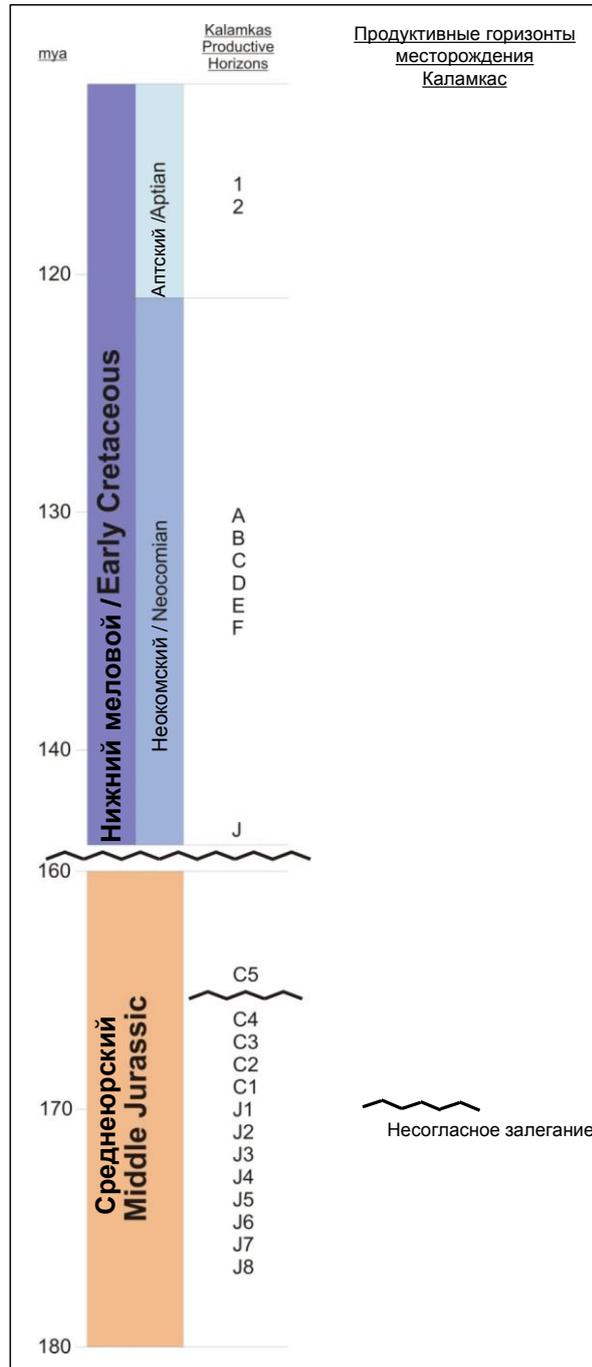
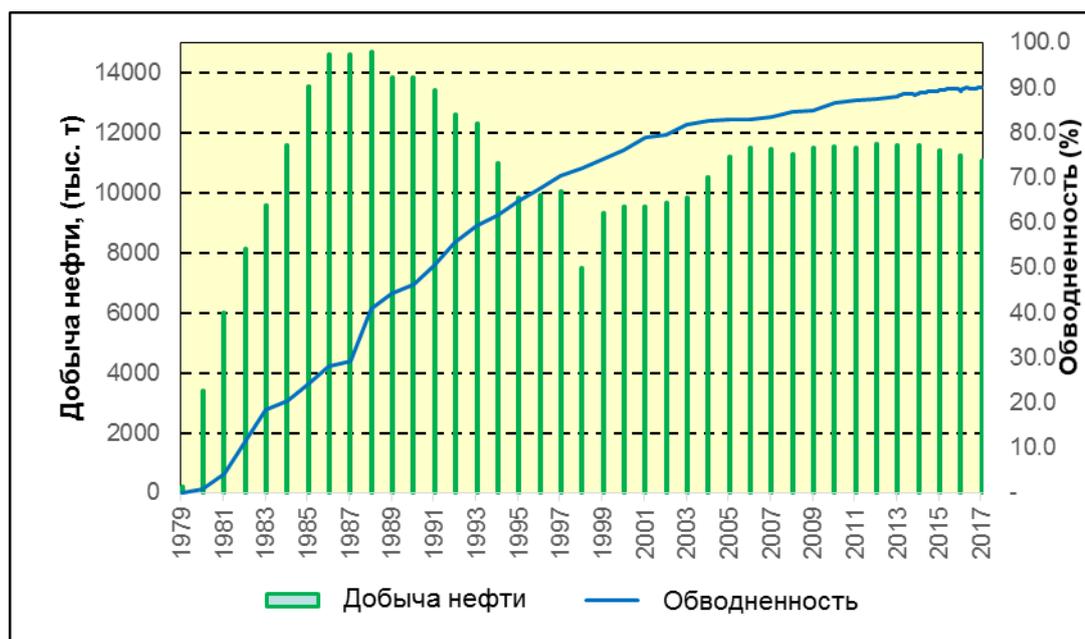


Рис. 4: Месторождение Каламкас. Динамика добычи нефти



Источник: ММГ

Общая добыча нефти по месторождению до 31 декабря 2017 года составляет 152,5 млн.т, что равно извлечению 23,9% начальных геологических запасов по категории А+В+С1, официально утвержденных в объеме 639 млн.т. Обводненность месторождения составляет 89,9%, что несколько больше прошлогоднего объема.

Показатели добычи по месторождению Каламкас по состоянию на 30 ноября 2017 г. следующие:

- Средний дебит по нефти 11 050 т/сут.
- Средний дебит по воде – 109 800 т/сут. Текущая обводненность 89,9%

Обводнение месторождения началось на раннем этапе его эксплуатации и стабильно увеличивалось (Рис. 4). Пластовое давление на месторождении Каламкас поддерживается с помощью закачки воды, которая была начата в сентябре 1980 года. Вода закачивается в каждую нефтеносную зону с использованием нерегулярной системы заводнения, и бурением добывающих и нагнетательных скважин на определенный горизонт с целью повышения объема вытесненной нефти и увеличения эффективности охвата.

В таблице 7 обобщены результаты бурения на месторождении Каламкас за 9 месяцев 2017 года.

Дебиты этих скважин использовались в качестве основы для определения будущей производительности.

Таблица 7: Сводная информация результатов бурения и ГТМ на месторождении Каламкас за 9 месяцев 2017 г.

Бурение/ГТМ	Кол-во	Средний дебит т/сут.
Новые вертикальные скв.	63	11,1
Новые горизонтальные скв.	1	6,2
Перевод на вышележащий горизонт	39	4,6
Повторная перфорация	23	3,0
Гидроразрыв пласта	51	6,7

3.5 Оценка запасов

Компания GCA оценивала запасы нефти по месторождению Каламкас на основе эксплуатационных характеристик с учетом будущих новых скважин и ГТМ, в соответствии с долгосрочным планом разработки до 2022 года. Объем добычи нефти на месторождении Каламкас зависит не только от работы существующих скважин, но также и от успешного бурения и заканчивания новых скважин, а также от ГТМ. Согласно предоставленной информации, в настоящее время не планируется дальнейшее бурение горизонтальных скважин на месторождении Каламкас.

В прогнозы компании GCA также включены потенциальные дополнительные объемы добычи нефти из новых скважин, после возвратов на вышележащие горизонты, расконсервирования и перфорации по результатам 2017 года. Компания GCA рассмотрела результаты работы новых скважин и результаты ГТМ за 9 месяцев 2017 года, чтобы определить начальные дебиты и темпы падения давления в типовых скважинах.

Базовый уровень падения добычи по месторождению и прогнозные дебиты новых скважин на месторождении Каламкас приведен в таблице 8. Расчеты основаны на средних начальных дебитах новых скважин, которые были достигнуты за 9 месяцев 2017 года.

Таблица 8: Начальные дебиты по новым скважинам и темпы падения добычи по месторождению Каламкас

Запасы	Базовый уровень падения добычи по месторождению	Нач. дебит новых скважин т/сут.	Темп падения добычи новых скважин
Доказанные	9,9%	9,4	17,3%
Доказанные + вероятные	9,0%	11,0	15,0%
Доказанные + вероятные + возможные	7,7%	12,7	12,8%

3.5.1 Доказанные запасы

Доказанные освоенные запасы включают положительный эффект от ГТМ (включая гидравлический разрыв пласта).

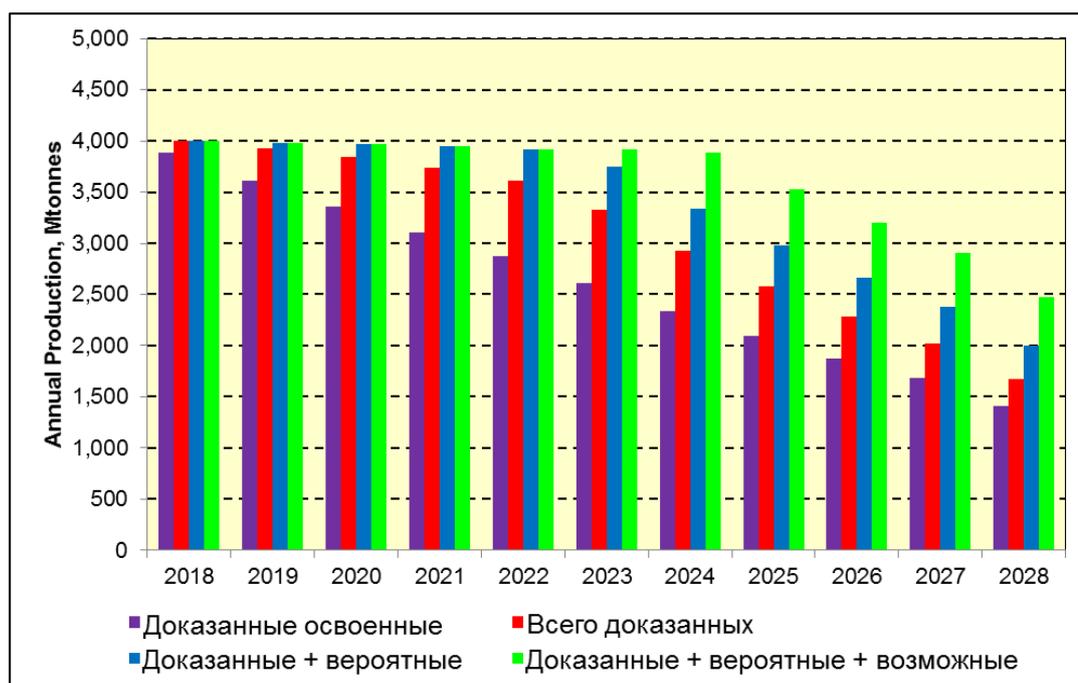
С поправкой на добычу 2017 года, получено увеличение доказанных освоенных запасов на 12,4% и на 13% для доказанных запасов по системе SPE PRMS по сравнению с оценкой 2016 года.

3.5.2 Доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы

С поправкой на добычу 2017 года, по системе SPE PRMS получено повышение по категории «доказанные плюс вероятные запасы» на 9,8% и на 5,3% по категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы».

Прогнозы добычи по месторождению Каламкас по системе SPE PRMS по всем трем категориям запасов приведены на Рис. 5.

Рис. 5: Месторождение Каламкас. Прогноз годовой добычи до 2028 года по системе SPE PRMS

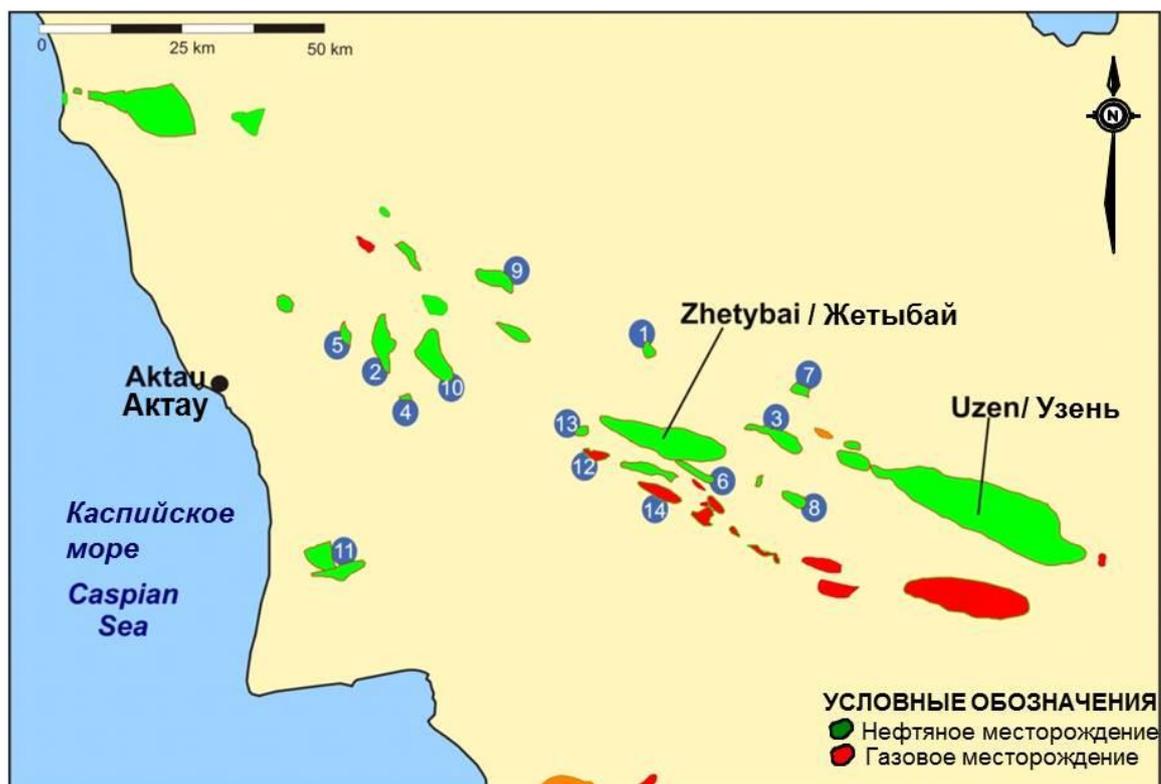


4. Жетыбай и сопутствующие месторождения

4.1 Расположение месторождений и геологические условия

Месторождение Жетыбай и его сопутствующие месторождения расположены примерно в 70 км к юго-востоку от г. Актау в непосредственной близости от месторождения Узень (Рис. 6).

Рис. 6: Жетыбай и сопутствующие месторождения. Обзорная карта



14 сопутствующих месторождений:

- | | |
|--------------------|--------------------------|
| 1. Айрантакыр | 8. Восточный Жетыбай |
| 2. Алатюбе | 9. Северный Аккар |
| 3. Асар | 10. Северное Карагие |
| 4. Ащиагар | 11. Оймаша |
| 5. Атамбай-Сартюбе | 12. Придорожное |
| 6. Бектурлы | 13. Северное Придорожное |
| 7. Бурмаша | 14. Южный Жетыбай |

Источник: Оперетро

Доступ к месторождению Жетыбай осуществляется по двухполосной асфальтированной дороге, проходящей южнее месторождения Жетыбай и ведущей на месторождение Узень. Железная дорога Актау–Узень проходит к югу от месторождения Жетыбай. Основные производственные объекты, а также здания и сооружения расположены к югу от шоссе. На северо-западе в трех километрах от месторождения находится город Жетыбай.

14 сопутствующих месторождений находятся в радиусе 60 км от центра месторождения Жетыбай, хотя некоторые расположены гораздо ближе. Продукция со всех сопутствующих месторождений поступает на центральный пункт сбора месторождения Жетыбай. Цеха и установки месторождения Жетыбай также используются для сопутствующих месторождений.

Месторождение Жетыбай и группа сопутствующих месторождений характеризуются очень сходным геологическим строением. Основными продуктивными интервалами являются среднеюрские отложения песчаника. Примерно на половине близлежащих месторождений вскрыты глубоко залегающие продуктивные пласты, приуроченные к раннему и среднему триасу. Наиболее старыми в геологическом отношении являются продуктивные пласты, обнаруженные на месторождении Оймаша, которые приурочены к осадкам среднего палеозоя. За исключением месторождения Асар, на сопутствующих месторождениях гораздо меньше продуктивных горизонтов, обычно 2-4. В таблице 9 дан перечень разрабатываемых продуктивных горизонтов по каждому месторождению.

**Таблица 9: Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Продуктивные горизонты в стратиграфической последовательности**

	Zhetabai	Asar	S Zhetabai	Bekturly	E Zhetabai	Atanbai	Aschiagar	Airantakyr	N Akkar	Oimasha	Pridorozhnaya	N Karagi	Alatyube	Burmasha
Jurassic	02	02A 02B	02	02										
	03	03A 03B	03							03				
	04	04	04											
	05A	05	05											
	05B													
	06A													
	06B	06B												
	07	07B												
	08	08A			08									
	09	09A 09B			09									09
	10	10A 10B		10	10A 10B									
	11	11		11	11			11						
	12													
13	XA1													
Triassic						T2	T2		T2		T2		T2	
													T2B	
							T3		T3		T3	T3		
Palaeozoic										Olenic				
										Granite				

4.2 Сейсмический анализ

Для выполнения данной оценки компания GCA не получала результатов сейсмических исследований.

4.3 Начальные геологические запасы товарной нефти и объем добычи по декабрь 2017 года

Согласно информации, полученной GCA, по сравнению с 2016 годом изменились оценки геологических и извлекаемых запасов, утвержденных ГКЗ, для всех месторождений.

Как отмечалось в разделе 2, Данные и методология, значения геологических и извлекаемых запасов использовались для сравнительного анализа с данными по добыче, полученными из анализа кривой падения добычи при включении новых скважин и капитального ремонта скважин. Эти оценочные объемы извлекаемых запасов вместе с накопленной добычей по декабрь 2017 года и предполагаемыми объемами добычи на сегодняшний день представлены в таблице 10.

**Таблица 10: Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Объем геологических и извлекаемых запасов и рассчитанная нефтеотдача по состоянию на декабрь 2017 года**

Месторождение	Геологические запасы В + С1, млн.т	Извлекаемые запасы В + С1, млн.т	Суммарная добыча нефти по декабрь 2017 г., млн.т	Предполагаемая нефтеотдача по декабрь 2017 г. (%)
Жетыбай	348 304	129,341	78,220	22,5%
Айрантакыр	809	0,246	0,225	27,8%
Алатюбе	14 423	3,738	3,078	21,3%
Асар	44 396	11,965	5,141	11,6%
Ащиагар	878	0,228	0,071	8,1%
Атанбай	5 042	1,291	0,047	0,9%
Бектурлы	2 820	0,819	0,365	12,9%
Бурмаша	2 969	1,363	1,199	40,4%
Восточный Жетыбай	16 361	4,904	3,364	20,6%
Северный Аккар	10 564	3,322	0,603	5,7%
Северный Карагие	5 431	0,864	0,385	7,1%
Оймаша	18 846	4,081	0,713	3,8%
Придорожное	7 351	1,592	0,232	3,2%
Южный Жетыбай	7 979	2,351	1,952	24,5%

Основная доля месторождений эксплуатируется на первичном истощении; заводнение используется для поддержания пластового давления на месторождениях Жетыбай, Асар, Восточный Жетыбай, Южный Жетыбай и Бурмаша.

4.4 Бурение и ГТМ в 2017 году

Количество пробуренных скважин и выполненных ГТМ за 9 месяцев 2017 года на месторождении Жетыбай и сопутствующих месторождениях, а также средние дебиты за этот период приведены в таблице 11.

Таблица 11: Сводная таблица результатов бурения и ГТМ на месторождении Жетыбай и сопутствующих месторождениях за 9 месяцев 2017 года

Бурение/ГТМ	Кол-во	Средний дебит т/сут.
Вертикальные скважины	75	11,9
Горизонтальные скважины	0	-
Перевод на вышележащий горизонт	26	5,8
Повторное перфорирование	13	1,4
Гидроразрыв пласта	46	10,1
Вывод из консервации	39	3,8

4.5 Месторождение Жетыбай

Площадь месторождения Жетыбай составляет около 111 км² и вытянута в направлении с запада на северо-запад; длина месторождения 20 км и ширина 6 км (Рис. 7). Основные запасы нефти и газа месторождения Жетыбай приурочены к верхней и средней юре и залегают на глубине 1,500-2,270 м. На месторождении выделено 15 отдельных залежей, представленных напластованиями обломочных пород, которые разделены глинистыми покрывками. По состоянию на сентябрь 2017 года добыча велась по 14 из 15 горизонтов (Рис. 8). На месторождении не обнаружено участков с несогласным залеганием пластов или разломов. Высокая степень расчлененности вдоль и поперек залегания и значительные отличия по глубине ВНК обусловлены литологической неоднородностью разреза. В связи с этим корреляция пластов и определение положения ВНК затруднительны.

Три из 14 продуктивных горизонтов дают около 51% всей нефти, причем добыча из горизонтов 3 и 8 составляет около 38%. Плотность сетки скважин на месторождении очень высока, как видно на Рис. 7.

Добыча на месторождении Жетыбай началась в 1969 году и графически представлена на Рис. 9.

Первоначально преобладающие объемы нефти добывались из коллектора Ю12, меньшие количества из коллектора Ю10, а позже из коллекторов Ю13 и Ю8. Объем добычи быстро увеличивался и достиг около 350,000 т/месяц в 1972 году, а затем стал сокращаться, причем наибольшее сокращение добываемых объемов произошло в коллекторах Ю12 и Ю13.

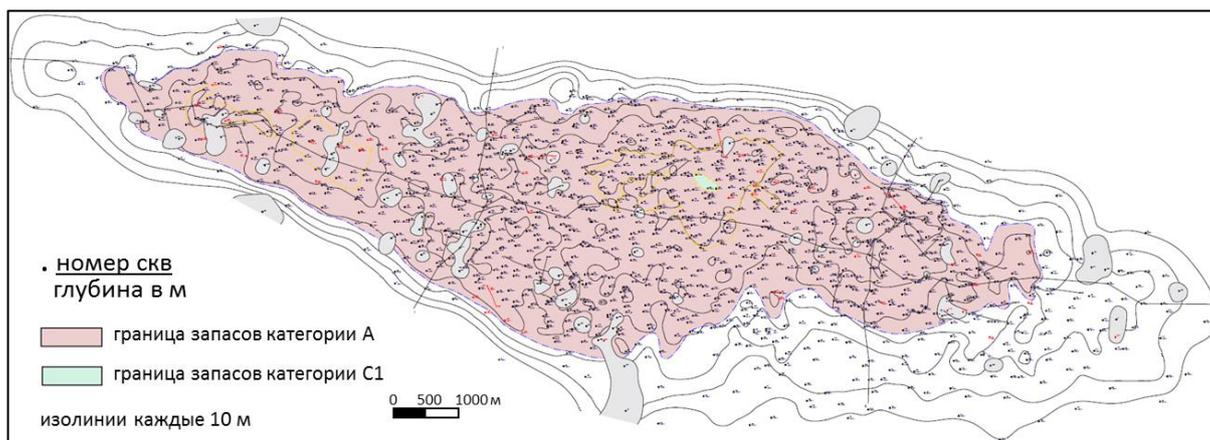
В начале 1980-х годов объем добычи по месторождению составил 100 000 т/месяц. В середине 1980-х перфорационные отверстия в нижних горизонтах были закрыты и произведен переход на вышележащие горизонты.

Добыча по месторождению возросла до 150 000 т/месяц в 1989 году, а затем опять начала сокращаться и упала до 30 000 т/месяц в 1999 году. Вероятно, падение объемов добычи связано с сокращением капиталовложений по месторождению.

В 2000 году были предприняты меры по восстановлению производительности месторождения. Были сделаны новые инвестиции, и к 2004 году добыча по месторождению увеличилась в три раза и достигла 100 000 т/месяц. Доля увеличения добычи может быть объяснена бурением новых скважин. Большое влияние оказали ГРП, замена насосов и расконсервация скважин.

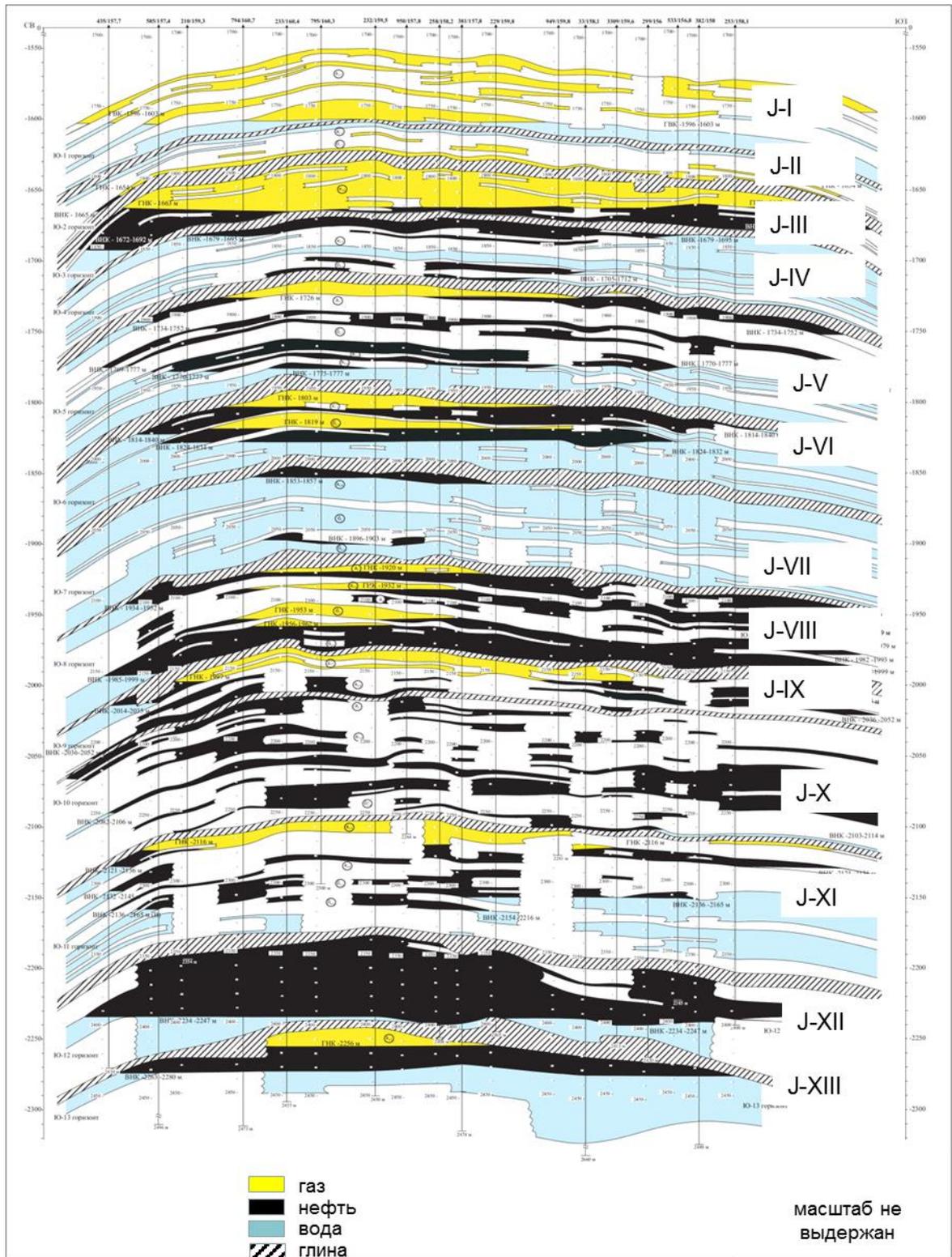
Изменение уровней обводненности также показаны на Рис. 9. В течение 2016 года, в результате изменения процедуры распределения объемов добытой воды, обводненность увеличилась для всех месторождений ЖМГ, что привело к возврату обводненности к уровням 2011 года, и ставит под вопрос обоснованность заявленной обводненности за период с 2012 по 2015 годы.

Рис. 7: Месторождение Жетыбай. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю8



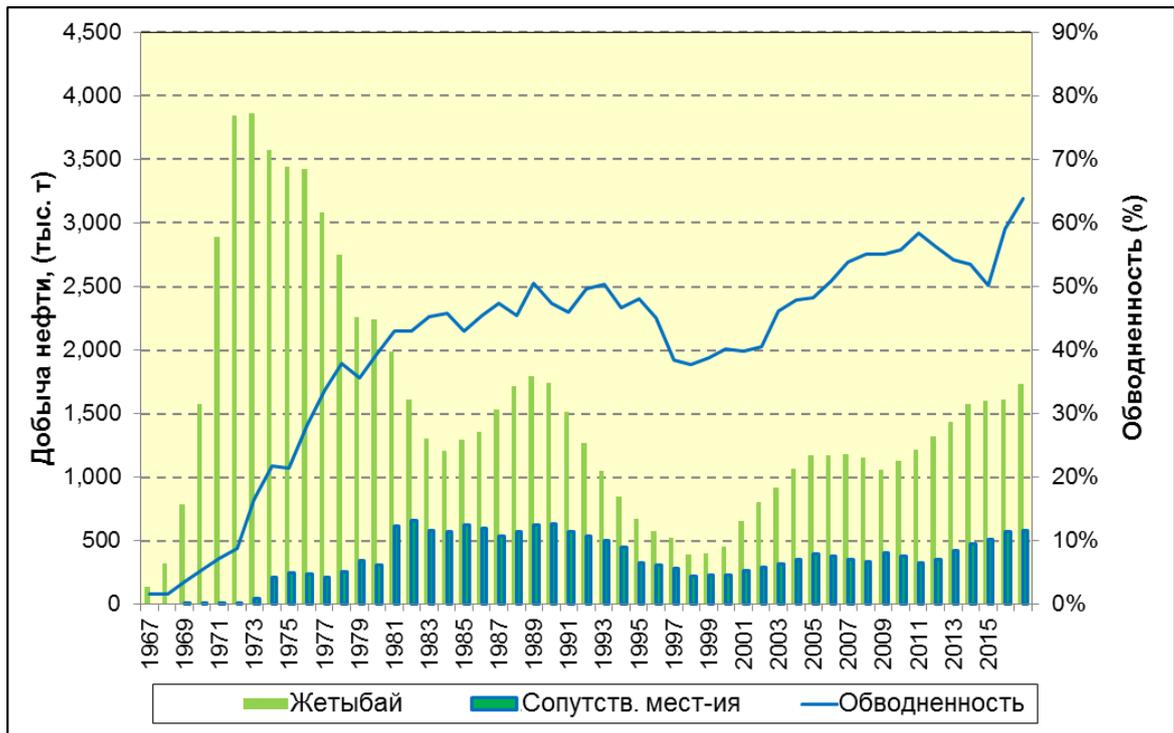
Источник: ММГ

Рис. 8: Месторождение Жетыбай. Схематический структурный разрез



Источник: ММГ

Рис. 9: Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Динамика добычи нефти и обводненности



По состоянию на сентябрь 2017 года было 828 действующих добывающих (на 120 больше, чем в прошлом году). Большая часть дополнительных добывающих скважин относится к скважинам, введенным из бездействия.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении было пробурено 66 вертикальных скважин со средними начальными дебитами 11,1 т/сут. Горизонтальное бурение в текущем году не выполнялось.

4.6 Месторождение Асар

Месторождение Асар является крупнейшим по величине из сопутствующих месторождений; на месторождении в настоящее время активно ведется бурение. Добыча здесь началась в 1973 году, и до конца 2017 года объем добычи составил около 5,1 млн.т, что составляет около 11,6% официально утвержденных запасов НГЗН по категориям В + С1. 80% добычи велось из глубоких горизонтов Ю9 – Ю11.

Темпы добычи нефти на месторождении продолжают расти, главным образом в результате ввода новых скважин (Рисунок 10). Обводненность стабильно увеличивалась в последние годы и по состоянию на ноябрь 2017 года составила 61%.

За первые 9 месяцев 2017 года было пробурено 6 вертикальных скважин. Начальные дебиты в среднем составляют около 19 т/сут. Согласно графику бурения в течение ближайших пяти лет предусматривается бурение 46 дополнительных скважин, больше, чем было запланировано в предыдущем Бизнес-Плане.

Рис. 10: Месторождение Асар. Динамика добычи нефти и обводненности



По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 93 действующие скважины.

Добываемая на месторождениях Асар и Восточный Жетыбай продукция транспортируется по одной сети трубопроводов на пункт подготовки на месторождении Жетыбай. По обоим месторождениям планируется увеличить объем добычи в результате интенсивного бурения новых скважин в будущий период.

4.7 Месторождение Восточный Жетыбай

Месторождение Восточный Жетыбай находится вблизи месторождения Асар и присоединено к его промышленным сооружениям. Добыча начата в 1978 году и до конца 2017 года добыча составила около 3,4 млн.т, что составляет около 20,6% от официально утвержденного объема НГЗН по категориям В + С1.

Месторождение состоит из 6 горизонтов, добыча ведется из пяти: Ю8 – Ю11.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении была пробурена 1 скважина; график бурения предполагает бурение 4 скважин в 2018 г.

По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 25 действующих добывающих скважин.

4.8 Месторождение Южный Жетыбай

Добыча на месторождении Южный Жетыбай началась в 1973 году и до конца 2017 года составила 2,0 млн.т, что составляет около 24,5% от объемов, официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. В 2022 году планируется пробурить 2 скважины. Одна вертикальная скважина с начальным дебитом около 19 т/сут была пробурена в течение 9 месяцев 2017 года.

Обводненность в 2017 году в среднем составляла около 61%, она незначительно увеличилась по сравнению с 2016 годом, но ниже пиковых значений 90% в 2008 году. Добыча ведется из четырех горизонтов: Ю2-Ю5.

По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 11 действующих добывающих скважин.

4.9 Месторождение Оймаша

Добыча на месторождении Оймаша началась в 1973 году; суммарная добыча до конца 2017 года составила около 0,71 млн.т – это около 3,8% от официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. Добыча ведется из отложений триаса и палеозойского трещиноватого гранитного коллектора. В настоящее время на палеозойский коллектор приходится около 34% добычи, остальная нефть по месторождению добывается из оленекских карбонатов в триасе. Юрский горизонт Ю8 также является нефтеносным; он разрабатывался в прошлые годы. Присвоенная обводненность стабилизировалась в течение 2017 года на уровне 70%.

Низкий уровень отбора отражает ограниченный уровень разработки и сложные коллекторские свойства.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении не было бурения; график бурения предполагает бурение 4 скважин: двух в 2021 г. и двух в 2022 г.

По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 5 действующих добывающих скважин и 0 нагнетательных скважин.

4.10 Месторождение Бурмаша

Месторождение Бурмаша расположено вблизи от месторождения Асар и связано с его промысловыми сооружениями. Добыча началась в 1987 году и до конца 2017 года добыча составила немногим более 1,2 млн.т, что представляет около 40,4% от официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. Добыча ведется только из одного коллектора Ю9 семью добывающими скважинами при поддержке трех нагнетательных скважин. Текущая обводненность в течение 2017 года была относительно стабильна на уровне примерно 70%. Уровень добычи нефти в течение 2017 года также был относительно стабилен.

В настоящее время на месторождении Бурмаша нет планов проведения буровых работ.

4.11 Месторождение Придорожное

Добыча на месторождении Северное Придорожное началась в 1992 году и к концу 2017 года составила немногим более 0,23 млн.т, что составляет около 3,2% от официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. Разрабатываются два триасовых коллектора: Т2, с одной действующей добывающей скважиной, и Т3, с шестью действующими добывающими скважинами. Горизонт Т3 дает 99% добываемого объема.

На месторождении 6 действующих эксплуатационных скважин на горизонт Т3 и 1 скважина на Т2, работающих без водонагнетательных скважин.

На месторождении происходит падение добычи нефти и присвоенная обводненность на месторождении в 2017 году составила примерно 20%. Добыча поддерживается естественным напором законтурной воды.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении не было бурения; график бурения предполагает бурение 1 скважины в 2020 г.

4.12 Месторождение Ащиагар

Добыча на месторождении Ащиагар началась в 1990 году и до конца 2017 года составила чуть менее 0,07 млн.т, что представляет около 8,1% официально утвержденных НГЗН по категориям В +С1.

По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 5 действующих добывающих скважин, работающих на два горизонта в триасе - Т2 и Т3. В течение 2017 года произошло падение уровней добычи нефти с присвоенной обводненностью примерно 22%.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении не было бурения; график бурения предполагает бурение 1 скважины в 2020 г.

4.13 Месторождение Айрантакыр

Добыча на месторождении Айрантакыр началась в 1991 году и до конца 2017 года составила 0,23 млн.т, что представляет около 27,8% официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. На месторождении имеется один продуктивный юрский горизонт Ю11. По состоянию на сентябрь 2017 года добыча ведется тремя скважинами. Уровень добычи нефти вырос в течение 2017 года до 35 т/сут, с относительно стабильным уровнем присвоенной обводненности примерно 81%.

В настоящее время на месторождении нет планов бурения.

4.14 Месторождение Алатюбе

Добыча на месторождении Алатюбе началась в 1987 году и до конца 2017 года составила около 3,08 млн.т, что представляет около 21,3% официально утвержденных НГЗН по категориям В + С1. На месторождении два продуктивных горизонта в триасе, Т2 и Т2b. В настоящее время в работе находятся 9 добывающих скважин, большую часть добываемого объема получают из горизонта Т2. К концу 2017 года добыча значительно сократилась до уровня примерно 100 т/сут, с присвоенной обводненностью примерно 23%.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении не было бурения; график бурения предполагает бурение 4 скважин: двух в 2021 г. и двух в 2022 г.

4.15 Месторождение Северный Карагие

Добыча на месторождении Северный Карагие началась в 1987 году и до конца 2017 года составила около 0,39 млн.т, что представляет около 7,1% НГЗН по категориям В + С1. На месторождении имеется один триасовый коллектор Т3, по состоянию на сентябрь 2017 года добыча велась из 7 скважин. Низкий КИН объясняется, в основном, плохими коллекторскими свойствами, характерными для триаса, а также недостаточной разработанностью месторождения. Уровень добычи нефти снижался

в течение 2017 года и в среднем составил 11,4 т/сут. Присвоенная обводненность стабилизировалась на уровне примерно 23%.

В течение 9 месяцев 2017 года на месторождении не было бурения; график бурения предполагает бурение 4 скважин: по две в 2021 и 2022 гг.

По состоянию на сентябрь 2017 года на месторождении было 7 действующих добывающих скважин.

4.16 Месторождение Северный Аккар

Добыча на месторождении Северный Аккар началась в 1992 году и до конца 2017 года составила около 0,60 млн.т, что представляет около 5,7% НГЗН по категориям В +С1. На месторождении имеется два триасовых коллектора, Т2 и Т3, добыча ведется 14 скважинами из горизонта Т2. По состоянию на сентябрь 2017 года данных по добыче из горизонта Т3 нет. Добыча нефти снижалась в течение 2017 года до примерно 15 т/сут, а присвоенная обводненность составила примерно 28%.

В июне 2017 года на месторождении была пробурена 1 вертикальная скважина. В настоящее время на месторождении нет планов бурения.

4.17 Месторождение Атанбай

Добыча на месторождении Атанбай началась в 1990 году и до конца 2017 года составила около 0,05 млн.т, что представляет около 1% официально зарегистрированных объемов НГЗН по категориям В + С1. На месторождении имеется один продуктивный горизонт в триасе Т2 и две добывающие скважины. Уровень добычи в 2017 году составил примерно 16 т/сут и присвоенная обводненность составила примерно 21%. Низкий относительный КИН указывает на слабую разработанность коллектора, с низкими коллекторскими свойствами.

В 2017 году на месторождении бурение не проводилось; график бурения предполагает бурение 2 скважин: по одной в 2018 и 2021 гг.

По состоянию на октябрь 2016 года на месторождении было 2 действующие добывающие скважины. В настоящее время на месторождении нет планов бурения.

4.18 Месторождение Бектурлы

На месторождении Бектурлы добыча началась в 1969 году и до конца 2017 года суммарно составила 0,36 млн.т, что представляет около 12,9% официально зарегистрированных НГЗН по категориям В + С1.

Имеются три продуктивных юрских коллектора, Ю3, Ю10 и Ю11. Тем не менее, нефть добывается только из Ю10 и Ю11 из пяти добывающих скважин.

Уровень добычи нефти были стабильны в течение 2017 года на уровне примерно 32 т/сут с присвоенной обводненностью примерно 54%.

В 2017 году на месторождении бурение не проводилось; график бурения предполагает бурение 3 скважин в 2021 г.

4.19 Оценка запасов

Оценка запасов на месторождении Жетыбай и его сопутствующих месторождениях проводилась компанией GCA с применением той же методологии, что и для

месторождения Каламкас. Производилась корректировка темпов падения добычи с учетом результатов бурения и ГТМ 2017 года, а также измененных объемов бурения и ГТМ, планируемых на 2018-2022 годы согласно бизнес-плану. Начальные дебиты и темпы падения добычи за год по месторождению Жетыбай и сопутствующим месторождениям обобщены в таблице 13.

Таблица 12: Начальный дебит и темп падения добычи по новым скважинам месторождения Жетыбай и сопутствующих месторождений

Запасы	Жетыбай		Сопутств. (средний)	
	Начальный дебит, т/сут.	Темп падения добычи, %	Начальный дебит, т/сут.	Темп падения добычи, %
Доказанные	9,4	20,1	11,7	23,0
Доказанные + вероятные	11,1	17,5	13,8	20,0
Доказанные + вероятные + возможные	12,2	14,9	15,9	17,0

Примечание:

1. Из сопутствующих месторождений преобладает Асар.

По оценке GCA, общий план бурения и рабочие программы по КМГ и ЖМГ позволят достичь плановые дебиты ММГ, приведенные в таблице 6 (раздел 2.1), к 2018 г. Компания GCA оценила длительности полки добычи при плановом годовом объеме ММГ 6 350 тыс.т по каждой категории запасов с учетом предложенных графика бурения и рабочей программы, а также прогноз добычи с началом падения темпов и до конца срока действия контрактов. GCA ограничила добычу на месторождении Жетыбай с целью сохранения планового уровня добычи 6 350 тыс.т в период стабильной добычи.

Некоторые из сопутствующих месторождений не могут быть полностью разработаны по имеющимся планам. Вполне возможно, что новое картирование может дать новые возможности разработки в будущем.

В оценке по стандартам SEC объем бурения и КРС по сопутствующим месторождениям заканчивается 2022 годом. По системе SPE PRMS после 2022 года бурение продолжается только на месторождении Асар.

Прогнозы основаны на допущении, что пропускная способность имеющегося технологического оборудования достаточна для переработки объемов жидкостей, добываемые в настоящее время и в будущие периоды.

4.19.1 Доказанные запасы

Доказанные разработанные запасы включают положительный эффект от проводимых ремонтных работ (включая кислотный гидравлический разрыв пласта).

С поправкой на добычу 2017 года получено увеличение доказанных освоенных запасов на 16,3% и доказанных запасов на 10,3% по системе SPE PRMS по сравнению с оценкой 2016 года.

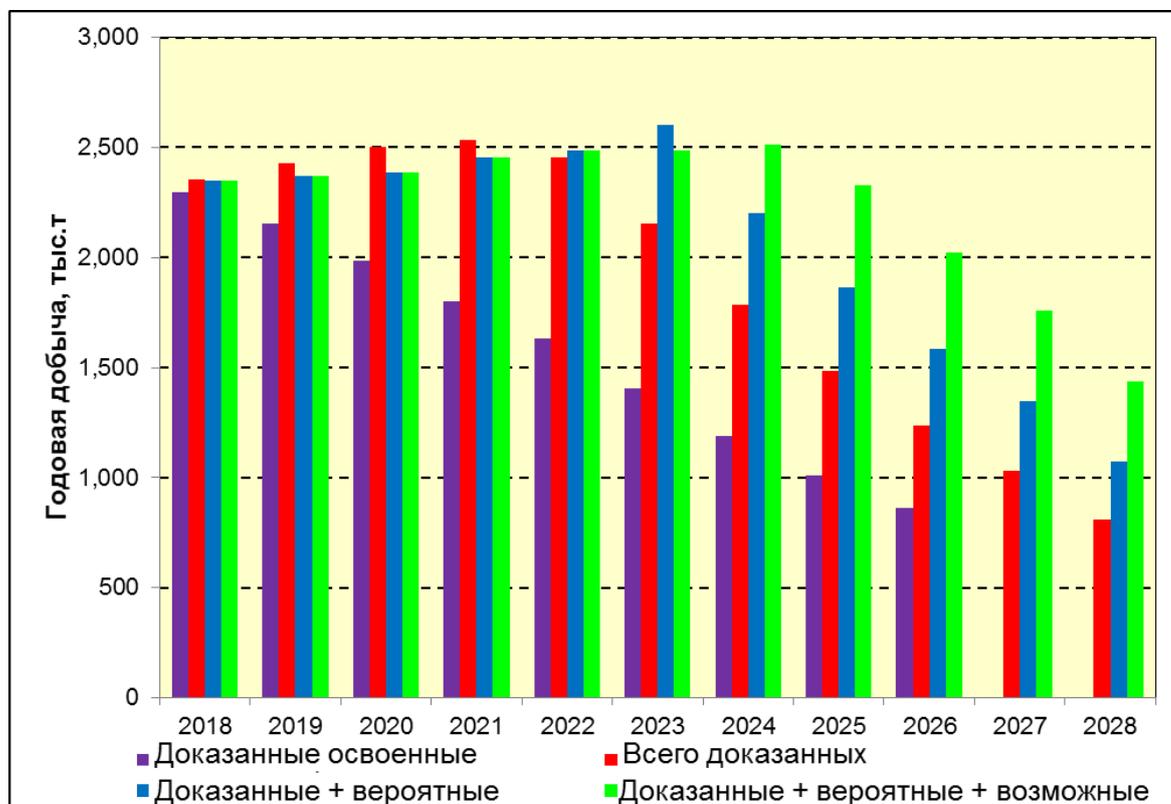
4.19.2 Доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы

С поправкой на добычу 2017 года по системе SPE PRMS получено увеличение по категории «доказанные плюс вероятные запасы» в размере 3,8% по сравнению с оценкой 2016 года и на 2% по категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы» по сравнению с оценкой 2016 года.

4.20 Суммарные результаты по месторождению Жетыбай и его сопутствующим месторождениям

Прогноз добычи нефти по системе SPE PRMS по всем трем категориям запасов по месторождению Жетыбай и сопутствующим месторождениям приведен на Рис. 11.

Рис. 11: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Прогноз объема годовой добычи по системе SPE PRMS



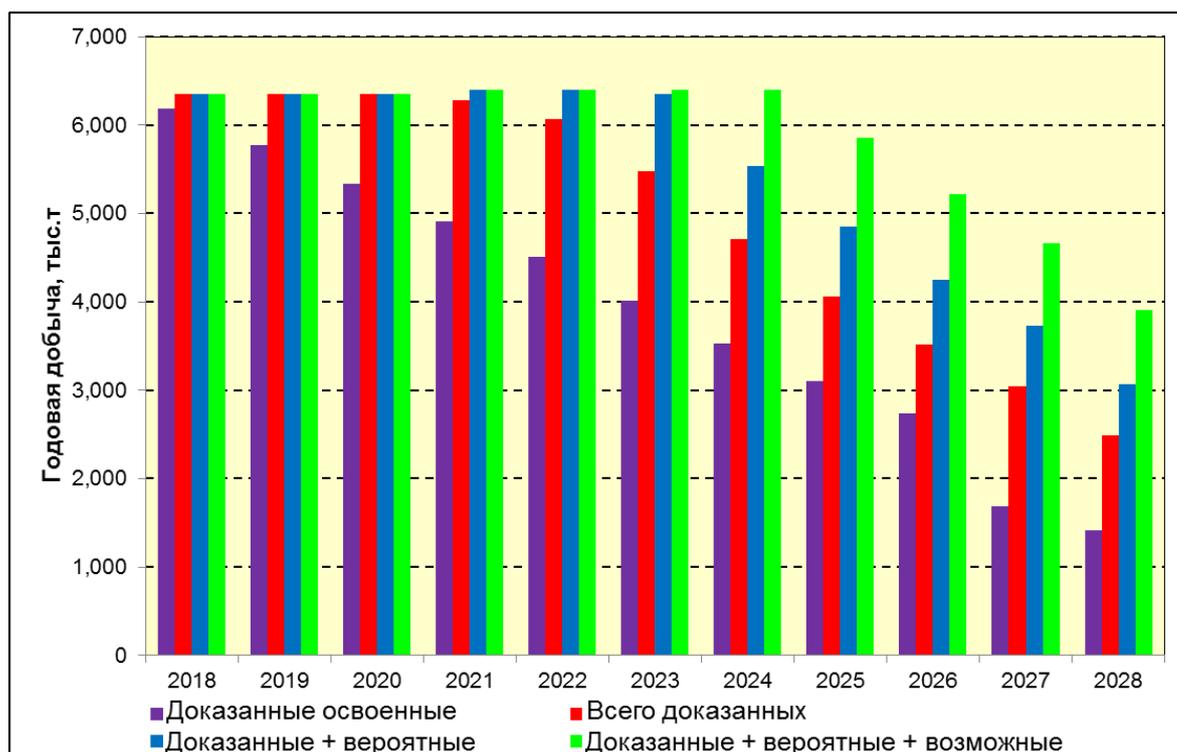
Примечание:

1. Жетыбай является компенсирующим месторождением, поэтому доказанные запасы превышают доказанные + вероятные, а доказанные + вероятные превышают доказанные + вероятные + возможные при необходимости обеспечения планов АО "Мангистаумунайгаз" по общей добыче предприятия.

4.21 Суммарная добыча по месторождениям Каламкас, Жетыбай и сопутствующим месторождениям

На Рис. 12 демонстрируется прогноз годовой добычи по месторождениям Каламкас, Жетыбай и сопутствующим месторождениям по трем категориям запасов в соответствии с системой SPE PRMS.

**Рис. 12: Месторождения Каламкас, Жетыбай и сопутствующие месторождения.
Прогноз суммарного объема годовой добычи
по системе SPE PRMS**



5. Затраты

5.1 Исходные данные

Компания GCA использовала несколько источников данных для прогноза затрат. Основными источниками данных, использованных в анализе по данному отчету, являются:

- Проект Производственной Программы на 2018-2022 годы;
- Бизнес-план на 2018-2022 годы;
- Данные по добыче за 11 месяцев 2017 года;
- Перечень ГТМ за 9 месяцев 2017 года;
- Фактические затраты на бурение и ГТМ за 9 месяцев 2017 года;
- Эксплуатационные расходы за 9 месяцев 2017 года;
- Доход от продажи сырой нефти за 9 месяцев 2017 года;
- План буровых работ и ГТМ на 2018 – 2022 гг.

5.2 Эксплуатационные расходы

Компания GCA подготовила прогноз эксплуатационных расходов, основанный на подробном отчете ММГ по распределению расходов по месторождениям за 9 месяцев 2017 года. Суммарные затраты по добыче включают элементы, которые не связаны с работой месторождений и не должны быть включены в целях определения предела рентабельной эксплуатации или оценки ЧПС, в том числе разовую оплату за консультационные услуги. Амортизация основных средств и элементы налогообложения рассчитываются отдельно в экономической модели GCA. Кроме того, включены только те общие и административные расходы, которые связаны с работой месторождений.

В таблице эксплуатационных расходов, предоставленной компании GCA, были отдельно выделены затраты по капитальному ремонту скважин (КРС), переводу скважин на вышележащие горизонты, расконсервации скважин, дополнительной перфорации и ГРП, а также подземному ремонту скважин (ПРС). Используя фактические данные за 9 месяцев 2017 года, GCA рассчитала среднюю стоимость операций КРС и ГРП. Данная стоимость была использована в сочетании с планом ГТМ Бизнес-Плана для дальнейших расчетов. В расчетах было принято, что объем ПРС останется на неизменном уровне после 2022 года.

Затраты, полученные из отчета по распределению расходов, исключая удаленные пункты, были пересчитаны на 12 месяцев 2017 года для подготовки годового прогноза расходов при экономическом моделировании. Так как было невозможно с высокой достоверностью установить, какая часть эксплуатационных расходов относится к постоянным, а какая – к переменным, GCA приняла стандартное разделение расходов: 90% - постоянные, 10% - переменные.

Результаты распределения затрат за 9 месяцев 2017 года на постоянные, переменные производственные, КРС, ГРП и ПРС приведены в таблице 13.

**Таблица 13: Анализ эксплуатационных расходов 2017 года (9 месяцев)
на уровне месторождений (млн.тенге)**

Месторождение	Всего	Всего, за искл. непроизв.	Постоянные	Переменные производ.	КРС	ГРП	ПРС
Жетыбай	57 431	29 425	17 052	1 895	5 794	795	3 889
Восточный Жетыбай	2 439	1 036	765	85	42	0	145
Асар	9 510	3 971	2 509	279	519	157	507
Южный Жетыбай	1 075	462	319	35	19	10	79
Оймаша	242	144	99	11	0	0	33
Бурмаша	753	304	217	24	38	0	25
Придорожное	248	63	56	6	0	0	0
Ащиагар	140	43	30	3	0	0	10
Айрантакыр	231	85	60	7	0	0	18
Алатюбе	1 078	319	226	25	55	0	12
Северный Карагие	524	175	150	17	0	0	9
Северный Аккар	947	269	141	16	74	13	25
Атамбай- Сартюбе	129	39	30	3	0	0	5
Бектурлы	374	188	157	17	0	0	14
Итого по ЖМГ	75 121	36 524	21 813	2 424	6 540	975	4 771
Каламкас	87 085	38 421	28 174	3 130	2 572	641	3 903
Итого по ММГ	162 206	74 945	49 987	5 554	9 113	1 617	8 674

Примечания:

1. Затраты основаны на фактических данных за 9 месяцев 2017 года.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.

5.3 Капитальные затраты

Прогнозы капитальных затрат (инвестиций), предоставленные ММГ в рамках Бизнес-плана (форма 8НК), были проанализированы и использованы для подготовки прогноза компании GCA. План детализирован на уровне управлений КМГ и ЖМГ. Из анализа исключены затраты по разведке месторождений и затраты, не относящиеся к производственной деятельности.

На основе проекта Бизнес-плана, с указанными выше поправками, компания GCA подготовила вариант капитальных затрат по месторождениям, не включающий затраты по скважинам, который в обобщенном виде приведен в таблице 14. После 2022 года капитальные затраты по месторождениям уменьшаются на 5% в год и распределяются между месторождениями Каламкас, Жетыбай и сопутствующими месторождениями.

Таблица 14: Капитальные затраты по правилам SEC и системе SPE PRMS (млн.тенге)

Год	Каламкас	Жетыбай и сопутств-ие
2018	18 004	11 412
2019	19 439	10 830
2020	8 924	21 497
2021	10 680	19 072
2022	13 313	14 471

Примечание:

1. Затраты 2017 года без учета инфляции.

В дополнение к базовым капитальным затратам компания GCA использовала средние затраты по скважинам по капитализированным скважинным работам и смежным объектам, основываясь на фактических расходах за 9 месяцев 2017 года.

Для категории запасов «доказанные освоенные» были включены только капитальные затраты, которые нужны для поддержания добычи из существующих скважин.

Основываясь на прогнозных капитальных затратах Бизнес-Плана на 2018-2022 гг, а также на графике бурения, GCA рассчитала стоимость бурения на месторождении Каламкас порядка 0,4 млн долл.США и на Жетыбае и сопутствующих месторождениях порядка 0,73 млн долл.США (Таблица 15). Данные расчеты совпадают с фактическими данными за 2017 год.

Таблица 15: Распределение капитальных затрат на бурение между КМГ и ЖМГ

Категория затрат	2018	2019	2020	2021	2022
Бурение (тыс. тенге)	40 982 893	40 130 493	36 783 735	35 864 744	33 406 096
Кол-во доб. и нагнет. скв-н, КМГ	85	88	85	85	77
Кол-во доб. и нагнет. скв-н, ЖМГ	125	118	76	104	84
Стоимость бурения, КМГ (тыс. тенге)	129 590	131 017	163 048	129 289	143 744
Стоимость бурения, ЖМГ (тыс. тенге)	239 742	242 381	301 640	239 184	265 926
Бурение (млн долл.США)	125,6	123,0	112,8	109,9	102,4
Стоимость бурения, КМГ (млн долл.США)	0,40	0,40	0,50	0,40	0,44
Стоимость бурения, ЖМГ (млн долл.США)	0,73	0,74	0,92	0,73	0,82

Примечания:

1. Затраты за 2017 г. без учета инфляции.
2. Затраты показаны в млн.тенге и млн.долл.США для удобства, с использованием обменного курса 1 долл.США/340 тенге.

6 Прогнозы

В таблицах 16 - 21 приведены прогнозы по добыче, капитальным затратам и эксплуатационным расходам по категориям запасов «доказанные», «доказанные плюс вероятные» и «доказанные плюс вероятные плюс возможные» по месторождению Каламкас, а в таблицах 22 - 27 приведены аналогичные данные по месторождению Жетыбай и сопутствующим месторождениям. Данные прогнозы включают в себя результаты расчетов предела рентабельной эксплуатации (ПРЭ) и сроки окончания лицензий на разработку месторождений.

Таблица 16: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат¹ по правилам SEC

Год	Доказ-ые освоенные (ДО) (тыс.т)	Доказ-ые неосво- енные (ДНО) (тыс.т)	Итого доказ-ых (тыс.т)	Кап. затраты по ДО (млн.дол л. США)	Экспл. расходы по ДО (млн.долл. США)	Кап. затра- ты ³ по суммарным доказ-ным (млн.долл. США)	Экспл. расходы ³ по суммарным доказанным (млн.долл. США)
2018	3 889	108	3 996	48	150	89	150
2019	3 612	313	3 925	51	151	95	152
2020	3 354	494	3 848	21	150	61	152
2021	3 106	636	3 742	26	149	67	151
2022	2 870	742	3 612	36	149	71	151
2023	2 614	709	3 323	34	139	39	142
2024	2 340	589	2 929	32	139	37	140
2025	2 095	489	2 584	31	138	35	139
2026	1 877	406	2 282	29	137	33	138
2027	1 681	337	2 018	28	136	32	138
2028	1 412	262	1 674	26	127	30	128
Итого	28 849	5 082	33 932	361	1 566	588	1 582

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 17: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат¹ по правилам SEC

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. расходы ³ (млн.долл.США)
2018	4 003	89	150
2019	3 981	95	152
2020	3 966	61	152
2021	3 946	67	152
2022	3 915	71	152
2023	3 746	39	143
2024	3 341	37	142
2025	2 982	35	141
2026	2 664	33	140
2027	2 381	32	139
2028	1 996	30	129
Итого	36 921	588	1 591

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 18: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат¹ по правилам SEC

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. расходы ³ (млн.долл.США)
2018	4 003	89	150
2019	3 981	95	152
2020	3 966	61	152
2021	3 946	67	152
2022	3 915	71	152
2023	3 915	39	144
2024	3 886	37	143
2025	3 525	35	142
2026	3 200	33	141
2027	2 906	32	140
2028	2 474	30	131
Итого	39 716	588	1 600

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 19: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Доказ-ые освоенные (ДО) (тыс.т)	Доказ-ые неосво- енные (ДНО) (тыс.т)	Итого доказ-ых (тыс.т)	Кап. затраты по ДО (млн.долл. США)	Экспл. расходы по ДО (млн.долл. США)	Кап. затра- ты ³ по суммарным доказ-ным (млн.долл. США)	Экспл. расходы ³ по суммарным доказанным (млн.долл. США)
2018	3 889	108	3 996	48	150	89	150
2019	3 612	313	3 925	51	151	95	152
2020	3 354	494	3 848	21	150	61	152
2021	3 106	636	3 742	26	149	67	151
2022	2 870	742	3 612	36	149	71	151
2023	2 649	716	3 365	34	146	39	149
2024	2 429	604	3 034	32	144	37	146
2025	2 217	510	2 726	31	142	35	144
2026	2 014	429	2 444	29	141	33	142
2027	1 813	359	2 173	28	137	32	138
2028	1 518	280	1 798	26	128	30	129
Итого	29 471	5 190	34 660	361	1 588	588	1 604

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 20: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. расходы ³ (млн.долл.США)
2018	4 003	89	150
2019	3 981	95	152
2020	3 966	61	152
2021	3 946	67	152
2022	3 915	71	152
2023	3 797	39	150
2024	3 472	37	148
2025	3 162	35	145
2026	2 871	33	144
2027	2 584	32	139
2028	2 162	30	130
Итого	37 860	588	1 614

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 21: Месторождение Каламкас. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. расходы ³ (млн.долл.США)
2018	4 003	89	150
2019	3 981	95	152
2020	3 966	61	152
2021	3 946	67	152
2022	3 915	71	152
2023	3 915	39	150
2024	3 915	37	149
2025	3 748	35	147
2026	3 460	33	146
2027	3 165	32	141
2028	2 691	30	131
Итого	40 706	588	1 623

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Результаты могут расходиться из-за округления.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.

Таблица 22: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат¹ по правилам SEC

Год	Доказ-ые освоенные (ДО) (тыс.т)	Доказ-ые неосво- енные (ДНО) (тыс.т)	Итого доказ- ых (тыс.т)	Кап. затраты по ДО (млн.долл. США)	Экспл. расходы по ДО (млн.долл. США)	Кап. затра- ты ³ по суммарным доказ-ным (млн.долл. США)	Экспл. расходы ³ по суммарным доказанным (млн.долл. США)
2018	2 297	57	2 354	28	142	127	142
2019	2 156	270	2 426	21	145	120	146
2020	1 988	515	2 503	57	130	122	132
2021	1 803	732	2 535	49	127	130	130
2022	1 634	823	2 457	36	126	101	130
2023	1 405	751	2 156	34	112	42	115
2024	1 189	596	1 785	32	111	40	113
2025	1 010	473	1 483	30	110	38	112
2026	859	375	1 235	29	109	36	111
2027	0	1 032	1 032	0	0	34	110
2028	0	811	811	0	0	33	102
Итого	14 341	6 435	20 776	315	1 111	823	1 344

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

Таблица 23: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат¹ по правилам SEC

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. затраты ³ (млн.долл.США)
2018	2 347	127	142
2019	2 370	120	146
2020	2 385	122	131
2021	2 455	130	130
2022	2 485	101	130
2023	2 604	42	117
2024	2 201	40	115
2025	1 864	38	114
2026	1 582	36	112
2027	1 345	34	111
2028	1 074	33	103
Итого	22 712	823	1 352

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

Таблица 24: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SEC

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. затраты ³ (млн.долл.США)
2018	2 347	127	142
2019	2 370	120	146
2020	2 385	122	131
2021	2 455	130	130
2022	2 485	101	130
2023	2 485	42	116
2024	2 514	40	116
2025	2 326	38	116
2026	2 022	36	114
2027	1 759	34	113
2028	1 436	33	105
Итого	24 584	823	1 360

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

Таблица 25: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Доказ-ые освоенные (ДО) (тыс.т)	Доказ-ые неосво- енные (ДНО) (тыс.т)	Итого доказ- ых (тыс.т)	Кап. затраты по ДО (млн.долл. США)	Экспл. расходы по ДО (млн.долл. США)	Кап. затра- ты ³ по суммарным доказ-ным (млн.долл. США)	Экспл. расходы ³ по суммарным доказанным (млн.долл. США)
2018	2 297	57	2 354	28	142	127	142
2019	2 156	270	2 426	21	145	120	146
2020	1 988	515	2 503	57	130	122	132
2021	1 803	732	2 535	49	127	130	130
2022	1 634	823	2 457	36	126	101	130
2023	1 445	777	2 222	34	119	48	122
2024	1 288	657	1 945	32	117	44	120
2025	1 139	551	1 689	30	115	42	118
2026	1 000	456	1 456	29	113	36	115
2027	862	367	1 229	27	109	34	111
2028	685	273	958	26	102	33	103
Итого	16 296	5 478	21 775	369	1 345	836	1 369

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

Таблица 26: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. затраты ³ (млн.долл.США)
2018	2 347	127	142
2019	2 370	120	146
2020	2 385	122	131
2021	2 455	130	130
2022	2 485	101	130
2023	2 603	48	124
2024	2 403	44	122
2025	2 131	42	120
2026	1 874	36	117
2027	1 613	34	113
2028	1 280	33	104
Итого	23 945	836	1 379

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

Таблица 27: Месторождение Жетыбай и сопутствующие месторождения. Добыча доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов и динамика стоимости затрат¹ по системе SPE PRMS

Год	Добыча (тыс.т)	Кап. затраты ³ (млн.долл.США)	Эксплуат. затраты ³ (млн.долл.США)
2018	2 347	127	142
2019	2 370	120	146
2020	2 385	122	131
2021	2 455	130	130
2022	2 485	101	130
2023	2 485	48	123
2024	2 485	44	122
2025	2 651	42	122
2026	2 383	36	119
2027	2 099	34	115
2028	1 707	33	106
Итого	25 851	836	1 387

Примечания:

1. Затраты на декабрь 2017 г. без учета инфляции.
2. Срок лицензионных прав по месторождениям Южный Жетыбай, Оймаша и Алатюбе истекает в декабре 2022 года.
3. Затраты конвертированы по обменному курсу 1 долл.США/326,2 тенге.
4. Результаты могут расходиться из-за округления.

7 Экономические показатели

7.1 Условия налогообложения

Ключевые финансовые термины, применяемые к месторождениям Каламкас, Жетыбай и сопутствующим месторождениям при моделировании компании GCA:

Налог на добычу полезных ископаемых – налогом облагается доход от внутренних и экспортных продаж. Тарифы налога применяются в соответствии со скользящей шкалой, основанной на объеме годовой добычи (см. ниже).

Текущие ставки					
Годовая добыча (млн.т)	Внутренняя ставка (%)	Экспортная ставка (%)	Годовая добыча (млн.т)	Внутренняя ставка (%)	Экспортная ставка (%)
< 0,25	2,5	5,0	3,0 – 4,0	5,5	11,0
0,25 – 0,5	3,5	7,0	4,0 – 5,0	6,0	12,0
0,5 – 1,0	4,0	8,0	5,0 – 7,0	6,5	13,0
1,0 – 2,0	4,5	9,0	7,0 – 10,0	7,5	15,0
2,0 – 3,0	5,0	10,0	> 10,0	9,0	18,0

Рентный налог распространяется на углеводороды, реализуемые за рубеж, применяемая ставка зависит от уровня международных цен в соответствии с таблицей, приведенной ниже.

Цена нефти (долл.США/барр.)	Ставка рентного налога (%)	Цена нефти (долл.США /барр.)	Ставка рентного налога (%)	Цена нефти (долл.США/ барр.)	Ставка рентного налога (%)
< 40	0,0	90 – 100	19,0	150 – 160	27,0
40 – 50	7,0	100 – 110	21,0	160 – 170	29,0
50 – 60	11,0	110 – 120	22,0	170 – 180	30,0
60 – 70	14,0	120 – 130	23,0	> 180	32,0
70 – 80	16,0	130 – 140	25,0	-	-
80 – 90	17,0	140 – 150	26,0	-	-

Вариант цены на нефть марки «Брент» компании GCA использовался для расчета предела рентабельной эксплуатации.

Корпоративный подоходный налог (КПН) – ставка изменена и равна 20% с 1 января 2011 г. в соответствии с налоговым кодексом, утвержденным Президентом Республики Казахстан 26 ноября 2010 г.

Налог на сверхприбыль основан на отношении годовых доходов к годовым расходам. Ставки определяются по скользящей увеличивающейся шкале с определенным процентом прибыли после КПН следующим образом:

Отношение	Исключенный КПН (%)	Ставка налога на сверхприбыль (%)	Отношение	Исключенный КПН (%)	Ставка налога на сверхприбыль (%)
< 1,25	25	0	1,50 – 1,60	10	40
1,25 – 1,30	10	10	1,60 – 1,70	10	50
1,30 – 1,40	10	20	> 1,70	0	60
1,40 – 1,50	10	30	-	-	-

Ранее, до 29 февраля 2016 года, **таможенная пошлина** была равна 40 долл.США. Однако, начиная с 1 марта 2016 года, ставка рассчитывается в зависимости от среднемесячной рыночной цены на нефть за предыдущий месяц, утвержденной уполномоченным государственным органом.

Цена нефти (долл. США/барр.)	таможенная пошлина (долл. США/т)	Цена нефти (долл. США/барр.)	таможенная пошлина (долл. США/т)	Цена нефти (долл. США/барр.)	таможенная пошлина (долл. США/т)
< 25	0	70 – 75	70	135 – 145	160
25 – 30	10	75 – 80	75	145 – 155	176
30 – 35	20	80 – 85	80	155 – 165	191
35 – 40	35	85 – 90	85	165 – 175	206
40 – 45	40	90 – 95	90	175 – 185	221
45 – 50	45	95 – 100	95	> 185	236
50 – 55	50	100 - 105	100	-	-
55 – 60	55	105 – 115	115	-	-
60 – 65	60	115 - 125	130	-	-
65 – 70	65	125 - 135	145	-	-

7.2 Прогнозы по ценообразованию и инфляции

Для вариантов оценки по правилам SEC и SPE PRMS для расчетов ПРЭ и оценки чистой приведенной стоимости (ЧПС) использовались разные ценовые прогнозы. Вариант цены на нефть марки «Брент» компании GCA на четвертый квартал 2017 года использовался для расчетов по системе SPE PRMS (таблица 28). По оценке в соответствии с правилами SEC рассчитывается средняя цена за 2017 год, то есть как среднее значение за 12 месяцев до последнего дня периода, охваченного отчетом, определяемое как невзвешенное среднее арифметическое цены на первый день каждого месяца этого периода. Компании GCA были предоставлены данные по общему доходу от продаж на экспорт и на внутреннем рынке, а также сметная оценка средней цены реализации за 9 месяцев 2017 г.

В ходе данной работы для пересчета цены из долл.США/барр в долл.США/т компания GCA использовала пересчетный коэффициент: для Каламкаса - 6,95, а для Жетыбая и сопутствующих месторождений - 7,37. Кроме того, GCA использовала обменный курс 1 долл.США/326,2 тенге.

Основываясь на вышеперечисленных данных, GCA выполнила оценку скидки с цены на нефть марки «Brent» в сумме 10,28 долл.США/барр. по экспортным продажам и цены на местных рынках в 2017 г. в сумме 19,65 долл.США/барр. без учета транспортировки и НДС. Общий дифференциал к «Brent» отражает разницу в качестве сырой нефти, транспортные и погрузочно-разгрузочные расходы. Допускается, что для расчетов по системе SPE PRMS, начиная с 2018 года, прогноз цены на внутреннем рынке повторяет тренды сценария GCA по цене на «Brent» на 4 квартал 2017 года. Основываясь на данных отчета о продажах, компания GCA допускает, что 70% сырой нефти будет продаваться на экспорт, а оставшиеся 30% - на внутреннем рынке.

По правилам SEC цены не увеличены в сравнении с фактическими ценами 2017 года. Но согласно принципам SPE PRMS все затраты увеличены на 2% в год, начиная с 2019 г.

Таблица 28: Ценовой вариант GCA по нефти марки «Brent» на 1 квартал 2018 года

Год	Цена по варианту SPE PRMS (долл.США/барр.)
2018	65,26
2019	61,65
2020	65,00
Далее	Увеличение на 2% в год

7.3 Результаты

Оценка ПРЭ и ЧПС производилась в соответствии с правилами SEC и определениями и руководящими принципами SPE PRMS. По вариантам оценки в соответствии с SPE PRMS и SEC, применяя цены компании GCA, затраты и прогноз добычи GCA, следует отметить, что до окончания действия лицензионных прав в 2028 году (исключая вариант доказанных освоенных запасов по системе SEC для месторождения Жетыбай, для которого предел рентабельной эксплуатации наступает в 2026 году) предел рентабельной эксплуатации не будет достигнут.

ПРЭ и ЧПС оценивались на уровне действующих НГДУ «Каламкасмунаунгаз» и «Жетыбаймунаунгаз». Это согласуется с физическими реалиями интегрированного характера работ в области месторождения Жетыбай, с интеграцией услуг и с взиманием пошлин и сборов на уровне компании. В таблицах 29 и 30 показан вклад каждого месторождения в суммарные запасы по системе SPE PRMS.

В таблицах 31 и 32 представлены ЧПС после начисления налогов при 10% ставке дисконтирования для производственных предприятий в соответствии с правилами SEC и принципами SPE PRMS, соответственно.

Таблица 29: Доля каждого месторождения в общих запасах по системе SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года

Месторождение	Суммарные запасы нефти (млн.т)			
	Доказанные освоенные	Всего по категории доказанные	Всего доказанные + вероятные	Всего доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	28,849	33,932	36,921	39,716
Жетыбай	10,736	16,059	17,380	18,522
Айрантакыр	0,085	0,097	0,102	0,107
Алатюбе	0,145	0,145	0,152	0,160
Асар	2,504	3,437	3,925	4,512
Ащиагар	0,005	0,008	0,009	0,010
Атамбай	0,029	0,032	0,034	0,037
Бектурлы	0,060	0,102	0,118	0,138
Бурмаша	0,203	0,224	0,247	0,273
Восточный Жетыбай	0,291	0,360	0,397	0,441
Северный Аккар	0,078	0,086	0,098	0,111
Северный Карагие	0,055	0,075	0,084	0,096
Оймаша	0,024	0,024	0,024	0,025
Придорожное	0,016	0,019	0,022	0,026
Южный Жетыбай	0,110	0,110	0,118	0,127
Итого	43,19	54,71	59,63	64,30

Таблица 30: Доля каждого месторождения в общих запасах по системе SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года

Месторождение	Суммарные запасы нефти (млн.т)			
	Доказанные освоенные	Всего по категории доказанные	Всего доказанные + вероятные	Всего доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	29,471	34,660	37,860	40,706
Жетыбай	12,257	16,919	18,425	19,537
Айрантакыр	0,097	0,097	0,102	0,107
Алатюбе	0,145	0,145	0,152	0,160
Асар	2,837	3,564	4,099	4,744
Ащиагар	0,005	0,008	0,009	0,010
Атамбай	0,032	0,032	0,034	0,037
Бектурлы	0,068	0,102	0,118	0,138
Бурмаша	0,224	0,224	0,247	0,273
Восточный Жетыбай	0,329	0,365	0,405	0,451
Северный Аккар	0,092	0,092	0,105	0,121
Северный Карагие	0,060	0,075	0,084	0,096
Оймаша	0,024	0,024	0,024	0,025
Придорожное	0,016	0,019	0,022	0,026
Южный Жетыбай	0,110	0,110	0,118	0,127
Итого	45,77	56,44	61,81	66,56

Таблица 31: ЧПС по НГДУ после начисления налогов при ставке дисконтирования 10% в соответствии с правилами SEC по состоянию на 31 декабря 2017 года

Месторождение	ЧПС(10) (млн.долл.США)			
	Доказанные освоенные	Итого по категории доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	1 409	1 597	1 747	1 857
Жетыбай и сопутствующие месторождения	682	787	909	1 009

Примечания:

1. ЧПС рассчитана на основе дисконтированного движения денежных средств, включающего условия налогообложения по данным активам.
2. Представленные ЧПС не являются рыночной стоимостью активов или их части.
3. ЧПС по доказанным освоенным запасам включена по просьбе ММГ.
4. ЧПС после начисления налогов при ставке дисконтирования 10%.
5. Исключает влияние ликвидации.

Таблица 32: ЧПС по НГДУ после начисления налогов при ставке дисконтирования 10% в соответствии с системой SPE PRMS по состоянию на 31 декабря 2017 года

Месторождение	ЧПС(10) (млн.долл.США)			
	Доказанные освоенные	Итого по категории доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
Каламкас	1 796	2 050	2 240	2 382
Жетыбай и сопутствующие месторождения	931	1 150	1 310	1 422

Примечания:

1. ЧПС рассчитана на основе дисконтированного движения денежных средств, включающего условия налогообложения по данным активам.
2. Представленные ЧПС не являются рыночной стоимостью активов или их части.
3. ЧПС после начисления налогов при ставке дисконтирования 10%.
4. Исключает влияние ликвидации.

Обзор движения денежных средств в табличной форме приводится в Приложении IV.

8. Корректировка запасов в сравнении с концом 2016 года

Запасы, оцениваемые в соответствии с правилами SEC и с системой принципов SPE PRMS, с учетом объемов добычи 2017 года, приведены в таблице 33 и таблице 34.

Таблица 33: Корректировка запасов по правилам SEC со времени оценки 2016 года

	Каламкас				Жетыбай и сопутствующие месторождения			
	Доказ. освоен.	1P	2P	3P	Доказ. освоен.	1P	2P	3P
Запасы на 31 декабря 2016 года (млн.т)	29,27	33,74	37,44	41,29	14,04	20,81	23,84	25,73
Добыча 2017 года (млн.т)	4,05	4,05	4,05	4,05	2,31	2,31	2,31	2,31
Запасы 2016 года с корректировкой до 31 декабря 2017 года (млн.т)	25,22	29,69	33,39	37,24	11,73	18,50	21,53	23,42
Запасы на 31 декабря 2017 года (млн.т)	28,85	33,93	36,92	39,72	14,34	20,78	22,71	24,58
Увеличение/Сокращение, (млн.т)	3,63	4,24	3,53	2,47	2,61	2,27	1,18	1,17
Увеличение/Сокраще-е, (%)	12,4	12,6	9,4	6,0	18,6	10,9	5,0	4,5

Примечания:

- 1P - запасы категории «доказанные», 2P - запасы категории «доказанные + вероятные», 3P - запасы категории «доказанные + вероятные + возможные».

Таблица 34: Корректировка запасов по системе SPE PRMS со времени оценки 2016 года

	Каламкас				Жетыбай и сопутствующие месторождения			
	Доказ. освоен.	1P	2P	3P	Доказ. освоен.	1P	2P	3P
Запасы на 31 декабря 2016 года (млн.т)	29,82	34,25	38,16	42,49	16,00	21,84	25,29	27,62
Добыча 2017 года (млн.т)	4,05	4,05	4,05	4,05	2,31	2,31	2,31	2,31
Запасы 2016 года с корректировкой до 31 декабря 2017 года (млн.т)	25,77	30,20	34,11	38,44	13,69	19,52	22,98	25,30
Запасы на 31 декабря 2017 года (млн.т)	29,47	34,66	37,86	40,71	16,30	21,77	23,95	25,85
Увеличение/Сокращение, (млн.т)	3,70	4,46	3,75	2,27	2,61	2,25	0,97	0,55
Увеличение/Сокраще-е, (%)	12,4	13,0	9,8	5,3	16,3	10,3	3,8	2,0

Примечания:

- 1P - запасы категории «доказанные», 2P - запасы категории «доказанные + вероятные», 3P - запасы категории «доказанные + вероятные + возможные».

Обоснование корректировки запасов для каждого месторождения представлено в таблице 35.

Таблица 35: Обоснование корректировки запасов категории «доказанные + вероятные» по системе SPE PRMS для каждого месторождения со времени оценки 2016 года

Месторождение	На конец 2016 г. (тыс.т)	Добыча в 2017 г. (тыс.т)	На конец 2017 г. (тыс.т)	Изменение (тыс.т)	Изменение (%)	Обоснование изменения
Каламкас	38 156	4 049	37 860	3 752	9,8	Увеличение объемов бурения
Жетыбай	19 705	1 732	18 425	452	2,3	Снижение объемов бурения, компенсировано более высокими начальными дебитами
Восточный Жетыбай	653	71	405	-177	-27,1	Сниженные начальные дебиты
Асар	3 820	338	4 099	617	16,2	Более высокие начальные дебиты
Южный Жетыбай	118	30	118	31	26,2	Более высокие начальные дебиты
Оймаша	60	6	24	-29	-48,9	Сниженные начальные дебиты; бурение, запланированное на 2021-22 гг., экономически неэффективно
Бурмаша	145	33	247	134	92,2	Более высокие начальные дебиты
Придорожное	31	5	22	-4	-11,9	1 скважина убрана из графика бурения
Ащиагар	16	1	9	-6	-36,0	Более низкие начальные дебиты, 1 скважина убрана из графика бурения
Айрантакыр	88	10	102	24	26,8	Более высокие начальные дебиты
Алатюбе	270	42	152	-76	-28,2	Бурение, запланированное на 2021-22 гг., экономически неэффективно
Северный Карагие	93	12	84	4	4,0	2 дополнительные скважины в графике бурения на 2021 г., компенсированы сниженными начальными дебитами
Северный Аккар	118	12	105	-0	-0,3	2 скважины убраны из графика бурения, компенсированы увеличением объемов работ по ВВЛГ и ПВР
Атамбай	52	6	34	-12	-23,2	2 скважины убраны из графика бурения
Бектурлы	122	12	118	9	7,0	3 дополнительные скважины в графике бурения на 2021 г., компенсированы сниженными начальными дебитами
Итого	63 447	6 359	61 805	4 718	7,4	

Приложение I Глоссарий

ГЛОССАРИЙ

Список стандартных нефтегазовых терминов и сокращений

ABEX	расходы по ликвидации скважины
ACQ	годовой контрактный объем
°API	плотность нефти по классификации АНИ (Американский нефтяной институт)
AAPG	Американская ассоциация нефтяных геологов
AVO	зависимость амплитуды отражения от удаления
A\$	австралийские доллары
B	миллиард (10 ⁹)
Bbl	Баррель
/Bbl	за баррель
BBbl	миллиард баррелей
BHA	забойная компоновка
BHC	влияние скважины скомпенсировано
Bscf или Bcf	млрд. станд. куб. футов
Bscfd или Bcfd	млрд. станд. куб. футов в день
Bm ³	млрд. куб. м
bcpd	баррелей конденсата в день
BHP	забойное давление
blpd	баррелей жидкости в день
bpd	баррелей в день
boe	(б.н.э.) баррель в нефтяном эквиваленте @ xxx тыс. куб. футов/барр.
boepd	баррелей в нефтяном эквиваленте в день @ xxx тыс. куб. футов/барр.
BOP	противовыбросовый превентор
bopd	баррелей нефти в сутки
bwpd	баррелей воды в сутки
BS&W	твёрдый отстой и вода
BTU	британская тепловая единица
bwpd	баррелей воды в сутки
CBM	метан угольных пластов
CO ₂	двуокись углерода
CAPEX	капитальные затраты, капиталовложения
CCGT	парогазовая турбина
cm	Сантиметр
CMM	метан угольных шахт
CNG	сжатый природный газ
Sp	сентипуаз (единица измерения вязкости)
CSG	газ угольных пластов
CT	налог на доходы юридических лиц
DCQ	ежедневное количество, оговоренное контрактом
Deg C	градусов по Цельсию
Deg F	градусов по Фаренгейту
DHI	прямой признак углеводородов
DST	(ПБК) пластоиспытания на бурильной колонне
DWT	тонна дедвейт
E&A	разведка и оценка
E&P	разведка и добыча
EBIT	доходы до вычета процентов и налогов
EBITDA	прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации
EI	доля компенсационных выплат
EIA	(ОВОС) оценка воздействия на окружающую среду
EMV	ожидаемая денежная стоимость
EOR	(МПНО) методы повышения нефтеотдачи
EUR	расчётные предельные извлекаемые запасы
FDP	план разработки месторождения
FEED	(ППД) подготовка предпроектной документации
FPSO	плавучая система для добычи, хранения и отгрузки нефти
FSO	(ПНХ) плавучее нефтеналивное хранилище
ft	Фут
Fx	валютный курс
g	Грамм
g/cc	гр на куб. см
gal	Галлон

gal/d	галлонов в сутки
G&A	общие и административные расходы
GBP	фунт стерлингов
GDT	подошва газонасыщенного интервала
GIIP	начальные геологические запасы газа
Gj	гигаджоуль (один млрд. джоулей)
GOR	газовый фактор
GTL	перевод газовой фазы в жидкости
GWC	(ГВК) газо-водяной контакт
HDT	подошва интервала, насыщенного углеводородами
HSE	(ОТОСБ) охрана труда, окружающей среды и техника безопасности
HSFO	высокосернистый мазут
HUT	кровля интервала, насыщенного углеводородами
H ₂ S	Сероводород
IOR	улучшенное нефтеизвлечение
IPP	независимые производитель энергии
IRR	(ВНР) внутренняя норма рентабельности
J	джоуль (единица измерения энергии) килоджоуль = 0.9478 BTU)
k	Проницаемость
KB	вкладыш под ведущую бурильную трубу
KJ	килоджоуль (одна тыс. джоулей)
kl	Килолитр
km	Километр
km ²	кв. километр
kPa	тыс. паскалей (единица измерения давления)
KW	Киловатт
KWh	киловатт/час
LKG	(НГГ) нижняя граница газонасыщенности
LKH	нижняя граница углеводородов
LKO	(НГН) нижняя граница нефтенасыщенности
LNG	(СПГ) сжиженный природный газ
LoF	срок эксплуатации месторождения
LPG	сжиженный попутный газ
LTI	травма с потерей трудоспособности
LWD	каротаж в процессе бурения
m	Метр
M	Тысяча
m ³	куб. метр
Mcf или Mscf	тыс. стандартных куб. футов
MCM	заседание правления
MMcf or MMscf	млн. станд. куб. футов
m ³ d	куб. м в сутки
mD	миллидарси (единица измерения проницаемости)
MD	глубина по стволу скважины
MDT	модульный динамический пластоиспытатель
Mean	среднее арифметическое нескольких чисел
Median	срединное значение выборки чисел
MFT	многоинтервальный опробователь пластов
mg/l	мг/л
MJ	мегаджоуль (один миллион джоулей)
Mm ³	тыс. куб. м
Mm ³ d	тыс. куб. м/сутки
MM	Миллион
MMBbl	млн. барр.
MMBTU	млн. брит. тепловых единиц
Mode	мода (наиболее частотное значение из набора значений = наиболее вероятное)
Mscfd	тыс. станд. куб. футов/сутки
MMscfd	млн. станд. куб. футов/сутки
MPa	мегапаскаль
MW	Мегаватт
MWD	скважинные измерения в процессе бурения
MWh	мегаватт/час

mya	миллион лет назад
NGL	газоконденсатные жидкости
N ₂	Азот
NPV	(ЧПС) чистая приведённая стоимость
OBM	буровой раствор на нефтяной основе
OCM	совещание рабочего комитета
ODT	подошва нефтенасыщенного интервала
OPEX	эксплуатационные расходы
OWC	водо-нефтяной контакт
p.a.	в год
Pa	паскаль (единица измерения давления)
P&A	ликвидированный с установкой мостовой пробки
PDP	доказанные, освоенные, разрабатываемые
PI	коэффициент продуктивности скважины
PJ	петаджоуль (10 ¹⁵ джоулей)
PSDM	глубинная миграция после суммирования
psi	фунтов/кв.дюйм
psia	абсолютное давление в фунтах на квадратный дюйм
psig	манометрическое давление в фунтах на квадратный дюйм
PUD	доказанные неосвоенные
PVT	давление-объём-температура
P10	вероятность 10%
P50	вероятность 50%
P90	вероятность 90%
Rf	коэффициент отдачи
RFT	опробователь пластов многократного действия
RT	ротатор буровой установки
R _w	удельное сопротивление воды
SCAL	специальный анализ керна
cf или scf	стандартный кубический фут
cf/d or scfd	стандартных кубических футов/сут.
scf/ton	стандартных кубических футов /т
SL	линейный метод учета (для амортизации)
S _o	нефтенасыщенность
SPE	Общество инженеров-нефтяников
SPEE	Общество инженеров-нефтяников по оценке месторождений
ss	Поддонный
stb	объём нефти в баррелях, приведённый к стандартным условиям
STOIP	балансовые запасы товарной нефти
S _w	Водонасыщенность
T	(т) тонна
TD	полная глубина
Te	метрическая тонна
THP	устьевое давление
TJ	тераджоуль (10 ¹² джоулей)
Tscf или Tcf	трлн.станд.куб.футов
TCM	заседание технического совета
TOC	общее содержание органического углерода
TOP	условие, обязывающее покупателя принять товар или выплатить неустойку
Trpd	тонн/сутки
TVD	фактическая вертикальная глубина
TVDss	истинная вертикальная глубина под морским дном
USGS	Геологическая служба США
U.S.\$	доллар США
VSP	вертикальное сейсмическое профилирование
WC	Обводненность
WI	прямое доленое участие
WPC	Всемирный нефтяной совет
WTI	Западно-Техасская Средняя нефть
wt%	весовой процент
1H05	первое полугодие (6 месяцев) 2005 г. (пример даты)
2Q06	второй квартал (3 месяца) 2006 г. (пример даты)
2D	Двухмерный
3D	Трёхмерный

4D	Четырехмерный
1P	доказанные запасы
2P	доказанные плюс вероятные запасы
3P	доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы
%	Процент

ПРИЛОЖЕНИЕ II

Определения и принципы SPE PRMS

Общество инженеров-нефтяников, Международный нефтяной совет, Американская ассоциация геологов-нефтяников и Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа

Система управления нефтегазовыми ресурсами

Определения и нормативы ⁽²⁾

Март 2007

Введение

Запасами нефти и газа является расчетные количества углеводородов, которые в результате естественных процессов возникают и находятся на поверхности или внутри земной коры. Подсчет ресурсов заключается в определении полного расчетного количества открытых и неразведанных запасов углеводородов, причем оценка ресурсов касается потенциально извлекаемых запасов, которые могут подлежать коммерческой разработке. Система управления нефтегазовыми ресурсами предлагает согласованный метод подсчета углеводородных запасов, оценки проектов разработки месторождений и обобщения результатов в виде комплексной классификации.

Начало международным инициативам по стандартизации методов определения и подсчета запасов нефти и газа было положено в 1930гг. Ранние нормативы уделяли особое внимание доказанным запасам. Учитывая работу, проделанную Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИОЗНГ), в 1987г. ОИН опубликовало определения для всех категорий запасов. В том же году Мировой совет нефти (МСН, в то время носивший название Мирового конгресса нефти) в результате своего собственного исследования опубликовал фактически аналогичные определения запасов. В 1997г. эти две организации совместно обнародовали единый список определений запасов для международного использования. В 2000г. Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН), ОИН и МНС совместно разработали систему классификации всех нефтегазовых ресурсов, после чего были опубликованы следующие вспомогательные документы: дополнительные рекомендации по практическому применению (2001) и глоссарий терминов, использованных в документе «Определения ресурсов» (2005). ОИН также обнародовало стандарты для подсчета и аудита информации о запасах (последняя редакция 2007г.)

Сегодня данные определения и соответствующая система классификации повсеместно используются в международной практике нефтегазовой индустрии в качестве критерия сопоставимости и с целью снижения доли субъективности во время оценки запасов. В то же время, технологии, используемые в области разведки, разработки, добычи и переработки углеводородного сырья постоянно развиваются и совершенствуются. Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (ОИН) тесно сотрудничает с другими организациями с целью проведения регулярного пересмотра определений и ключевых вопросов в соответствии с усовершенствованием технологий и изменениями конъюнктуры.

Документ ОИН СУНР обобщает, развивает и замещает нормативы, которые содержатся в «Определениях нефтегазовых запасов» 1997г., «Классификации и определениях нефтегазовых запасов» 2000г., а также «Нормативах для оценки нефтегазовых запасов и ресурсов» 2001г., причем последний документ продолжает являться ценным источником подробной информации по вопросу.

Данные определения и нормативы призваны служить единым стандартом для международной нефтегазовой индустрии, включая государственные органы финансовой и правовой отчетности, а также содействовать выполнению требований в области управления нефтегазовыми проектами и активами. Кроме того, целью их использования является достижение большей прозрачности в сфере международного общения по вопросам нефтегазовых ресурсов. Ожидается, что документ ОИН СУНР будет внедряться параллельно с развитием специализированных образовательных программ и рекомендаций по практическому применению в самых различных технических и коммерческих областях.

Данные определения и нормативы предоставляют пользователям и учреждениям возможность гибкого применения в соответствии с их потребностями. Однако все изменения нормативов, содержащихся в данном документе, подлежат четкому определению. Определения и нормативы, содержащиеся в данном документе, не могут быть истолкованы как изменяющие значение или применение каких-либо существующих требований отчетности.

С полным текстом документа «Определения и нормативы ОИН СУНР» можно ознакомиться в Интернете:

² Данные «Определения и нормативы» являются частью документа «Система управления нефтегазовыми ресурсами» («ОИН СУНР») Общества инженеров-нефтяников, Международного нефтяного совета, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИН, МНС, ААГН, ОИОЗНГ), утвержденного в марте 2007г.

www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

ЗАПАСЫ

Запасами являются те количества углеводородов, которые являются потенциально извлекаемыми с коммерческой целью и путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями.

Запасы должны отвечать следующим четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и основываться на проекте/проектах их разработки. Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и/или в соответствии со степенью их разработки и добычи. Для зачисления в класс запасов проект должен быть достаточно определенным, включая его рентабельность. Должны существовать достаточная уверенность в том, что все необходимые внутренние и внешние разрешения будут получены, а также подтверждение твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки. Приемлемые сроки для начала стадии разработки зависят от конкретных обстоятельств и отличаются в зависимости от масштаба проекта. Хотя пятилетний период является рекомендуемым показателем, более длительный срок может быть приемлемым в случае, если, например, разработка проектов была отложена производителем, наряду с другими причинами, в связи с конъюнктурой рынка или с целью выполнения иных контрактных или стратегических обязательств. Во всех случаях обоснования перевода в класс запасов должны быть подтверждены документально. Для включения в класс запасов должна существовать твердая уверенность в коммерческой производительности месторождения, подтвержденной практическими испытаниями пласта. В некоторых случаях запасы могут быть определены на основе показаний буровых журналов и/или анализа керна, которые подтверждают, что месторождение содержит углеводороды или является аналогом месторождений в данной местности, которые либо находятся на стадии добычи, либо могут стать производительными, что подтверждено результатами испытаний пласта.

В эксплуатации

Проект разработки находится в эксплуатации, т.е. производит и поставляет на рынок нефтепродукты.

Основным критерием в данном случае является факт получения проектом прибыли от продаж в отличие от согласованного проекта разработки, который подлежит завершению. На этом этапе «вероятность рентабельности» проекта разработки считается равной 100%. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале коммерческой добычи в рамках проекта.

Утвержденные для разработки

Разведанные массы углеводородов являются объектом работ в рамках проекта с целью обоснования начала коммерческой разработки в ближайшее время.

На этом этапе должна существовать уверенность в том, что разработка проекта состоится. Данный проект не должен зависеть от каких-либо непредвиденных обстоятельств, например, недостающих разрешений контролирующих органов или договоров о купле-продаже. Запланированные капитальные затраты должны быть включены в согласованный бюджет отчитывающегося предприятия на текущий или следующий год. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале инвестиций в строительство производственных мощностей и/или бурение эксплуатационных скважин.

Имеющие обоснование для разработки

Реализация проекта разработки является обоснованной вследствие приемлемых предполагаемых коммерческих условий на момент отчетности, а также достаточной уверенности в том, что все необходимые разрешения/контракты будут получены/заключены.

Для того чтобы перейти на данный уровень зрелости проекта и соответствующих запасов, проект разработки должен быть признан рентабельным на момент отчетности, исходя из прогнозов отчитывающегося предприятия в отношении цен, затрат и т.д., а также конкретных обстоятельств данного проекта. Наличие твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки является

достаточным подтверждением рентабельности. Кроме того, в дополнение подтверждения рентабельности необходимо предоставить в достаточной мере подробный план разработки, а также продемонстрировать достаточную уверенность в том, что все разрешения контролирующих органов и договоры о купле-продаже, которые необходимо получить и заключить до начала реализации проекта, будут получены и заключены. Помимо таковых разрешений/договоров не должно существовать никаких иных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы воспрепятствовать реализации проекта разработки в приемлемые сроки (см. «Класс запасов»). Так называемым переломным решением на данном этапе является решение отчитывающегося предприятия и его партнеров, если таковые существуют, о том, что проект находится на уровне достаточной технической и коммерческой зрелости, обосновывающем начало разработки.

Доказанные запасы

Доказанными запасами являются количества нефти и газа, которые, вследствие геофизических и технических исследований, с достаточной уверенностью считаются коммерчески извлекаемыми в течение определенного периода времени из определенных месторождений и в соответствии с определенными экономическими условиями, производственными методами и нормативными требованиями.

В соответствии с детерминистическими понятиями, термин «достаточная уверенность» используется для обозначения значительной степени убежденности в том, что данные количества будут извлечены. В соответствии с понятиями теории вероятности, должна существовать по крайней мере 90% вероятность того, что извлеченные количества будут равны или превзойдут предварительные расчеты. Территория месторождения, относящаяся к доказанным запасам, включает в себя:

- (1) территорию, ограниченную процессами бурения и определенную контурами залежей, если таковые имеются, а также
- (2) прилегающие не затронутые бурением участки месторождения, которые могут обоснованно считаться, вследствие геофизических и технических исследований, непрерывным продолжением данного месторождения, а также коммерчески производительными участками.

В случае отсутствия контуров залежей доказанные запасы месторождения будут определяться нижней границей нефтеносности в соответствии с глубиной забоя скважины, за исключением случаев, когда в наличии имеются иные исчерпывающие геофизические, технические или эксплуатационные данные. Таковой исчерпывающей информацией являются результаты анализа перепада давления и сейсмические показатели. Данные сейсморазведки в своей обособленности могут оказаться недостаточными для определения контуров залежей доказанных запасов (см. «Дополнительные рекомендации» 2001г., Раздел 8). Запасы на неразведанных территориях могут классифицироваться как доказанные в случае, если данные территории находятся в пределах неразбуренных участков месторождения, которое с обоснованной уверенностью может считаться производительным с коммерческой точки зрения. Имеющиеся геофизические и технические данные достаточно обоснованно указывают на то, что искомый пласт является непрерывным ответвлением разбуренных участков доказанных запасов. Касательно доказанных запасов, коэффициент извлечения нефти, применимый в отношении данных месторождений, должен определяться на основе анализа различных сценариев и моделей, а также качественной технической оценки характеристик участка доказанных запасов и внедряемой программы разработки.

Предполагаемые запасы

Предполагаемыми запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с доказанными запасами, но более вероятным по сравнению с вероятными запасами.

Существует вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся более или менее значительными, чем сумма расчетных доказанных и предполагаемых запасов. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности, должна существовать по крайней мере 50% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных и предполагаемых запасов. Предполагаемые запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам доказанных запасов, но где контроль за данными или интерпретация существующих данных являются менее определенными. Имеется вероятность того, что интерпретированная целостность пласта не удовлетворит критерию достаточной определенности. Расчетные предполагаемые запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи,

связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из доказанных запасов.

Вероятные запасы

Вероятными запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с предполагаемыми запасами.

Существует малая вероятность того, что фактические извлекаемые количества превзойдут сумму доказанных, предполагаемых и вероятных запасов, которая представляет собой схему, основанную на завышенных расчетах. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности должна существовать по крайней мере 10% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных, предполагаемых и вероятных запасов. Вероятные запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам предполагаемых запасов, но где контроль за данными и интерпретация существующих данных являются поступательно менее определенными. Зачастую это может происходить там, где имеющиеся геофизические и технические данные не позволяют четко определить участок и вертикальные контуры нефтегазонасыщенности коммерческой добычи на месторождении в пределах конкретного проекта. Расчетные вероятные запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из предполагаемых запасов.

Предполагаемые и вероятные запасы

(Смотри примечания выше касательно отдельных критериев для предполагаемых запасов и вероятных запасов).

Расчеты суммарных доказанных и предполагаемых запасов, а также доказанных, предполагаемых и вероятных запасов могут быть результатом допустимых альтернативных технических и коммерческих интерпретаций параметров месторождения и/или соответствующего проекта разработки, которые являются четко зафиксированными документально, включая сравнительный анализ с успешно реализованными сопоставимыми проектами. В условиях обычных залежей углеводородов предполагаемые и/или вероятные запасы могут быть определены там, где имеющиеся геофизические и технические данные указывают на наличие непосредственно прилегающих участков месторождения в пределах одной и той же залежи, которые отделены от участков доказанных запасов из-за небольшого разрывного залегания породы или иного геологического разрыва. Такие участки не подвергались бурению, но их интерпретация позволяет полагать, что они сообщаются с (доказанными) запасами определенного месторождения. Предполагаемые или вероятные запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены выше участков доказанных запасов. Вероятные, а в некоторых случаях и предполагаемые, запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены ниже прилегающих участков доказанных запасов или суммарных доказанных и предполагаемых запасов. Следует проявлять осмотрительность при определении запасов в пределах прилегающих месторождений, отделенных посредством крупных разломов (потенциальных закупорок), до того, как это месторождение разбурено и отнесено к категории коммерчески рентабельных. Обоснования определения запасов в таких случаях должны быть четко зафиксированы документально. Запасы не могут быть определены на участках, которые отчетливо отделены от установленной залежи непронизывающим пластом, т.е. отсутствием пласта; пластом, структурно расположенным ниже; пластом с отрицательными результатами испытаний. Подобные участки могут содержать перспективные ресурсы. В условиях обычных залежей углеводородов, где в результате бурения было установлено повышение верхней границы нефтеносности и существует вероятность наличия шапки попутного газа, доказанные запасы нефти могут быть определены только на тех участках месторождения, которые структурно расположены выше, и если существует достаточная уверенность, основанная на документально зафиксированных результатах технических исследований, в том, что данные участки с самого начала находятся выше давления насыщения. Запасы на участках месторождения, которые не удовлетворяют данному критерию, могут быть определены в качестве предполагаемых и вероятных запасов нефти и/или газа в зависимости от характеристик пластовой жидкости и интерпретации перепадов давления.

Подготовленные разведанные запасы

Подготовленными и разведанными запасами являются количества углеводородов, которые предполагается извлечь из существующих скважин и посредством существующих производственных мощностей.

Запасы считаются подготовленными и разведанными только после установки необходимого оборудования или в том случае, когда затраты на подобную установку являются относительно небольшими по сравнению со стоимостью скважины. В случае если предусмотренное

оборудование становится недоступным, может возникнуть необходимость перевода данных запасов из категории подготовленных и разведанных в категорию неосвоенных. Кроме того, подготовленные разведанные запасы могут быть переведены в категорию запасов, находящихся в эксплуатации, или непроизводящих запасов.

Разведанные разрабатываемые запасы

Разведанные разрабатываемые запасы предполагается извлечь из интервалов заканчивания, открытых и находящихся в эксплуатации в расчетные сроки.

Запасы, зависящие от усовершенствования добычи, считаются разрабатываемыми только после введения в эксплуатацию проекта по усовершенствованию добычи.

Разведанные неразрабатываемые запасы

Разведанные неразрабатываемые запасы включают в себя запасы закрытых/остановленных скважин, а также разбуренные, но не извлеченные запасы.

Предполагается, что запасы закрытых скважин подлежат извлечению из:

- (1) интервалов заканчивания, являющимися открытыми в расчетные сроки, но еще не находящимися в эксплуатации,
- (2) скважин, которые были закрыты/остановлены в связи с конъюнктурой рынка или по причине трубопроводных соединений, или
- (3) скважин, которые не могут быть введены в эксплуатацию по механическим причинам.

Предполагается, что разбуренные, но не извлеченные запасы подлежат извлечению из тех участков существующих скважин, для которых потребуется дополнительное бурение и заканчивание скважины или повторное освоение скважины до ввода в эксплуатацию. Во всех этих случаях при первичном или повторном вводе в эксплуатацию с целью добычи затраты будут относительно небольшими в сравнении со стоимостью бурения новой скважины.

Неосвоенные запасы

Неосвоенными запасами являются те количества, которые предполагается извлечь в будущем посредством новых инвестиций:

- (1) из новых скважин на неразбуренных участках в пределах установленной площади нефтегазоносности,
- (2) посредством углубления существующих скважин в иной, но установленный пласт месторождения,
- (3) из уплотнительных скважин, которые повышают уровень добычи, или
- (4) там, где требуются относительно высокие затраты (в сравнении со стоимостью бурения новой скважины) с целью:
 - (a) повторного освоения существующей скважины или
 - (b) установки оборудования для добычи или транспортировки в рамках проектов добычи или усовершенствования добычи.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из установленных месторождений посредством применения проектов разработки, но которые на сегодняшний день не считаются пригодными для коммерческой добычи вследствие каких-либо обстоятельств.

Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых пока не найдены конкурентные рынки сбыта; где коммерческая добыча зависит от технологий в стадии разработки; где оценка месторождения не является достаточной для четкого определения рентабельности. Условные ресурсы

могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени уверенности в расчетах, а также в зависимости от уровня зрелости проекта и/или в соответствии с его экономическим положением.

Стадия, предшествующая разработке

Разведанное месторождение, на котором ведутся работы по проекту с целью обоснования коммерческой разработки в ближайшее время.

Считается, что такой проект обладает умеренным потенциалом для возможной коммерческой разработки, в соответствии с чем ведутся работы по сбору данных, включая результаты бурения, сейсморазведки и др., и/или оценки с целью подтверждения того, что проект является коммерчески рентабельным, и обоснования выбора соответствующего плана разработки. Критические обстоятельства и препятствия на пути реализации проекта были определены и ожидается, что они будут устранены в приемлемые сроки. Следует отметить, что вследствие не соответствующих ожиданиям результатов оценки может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «приостановленных» или «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о продолжении работ по сбору данных и/или исследований с целью перевода проекта на такой уровень технической и коммерческой зрелости, который может предшествовать принятию решения о начале работ по разработке и добыче.

Разработка не определена или приостановлена

Разведанное месторождение, на котором работы по проекту приостановлены и/или ожидается значительная задержка в вынесении решения об обосновании коммерческой разработки.

Считается, что такой проект обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки, однако дальнейшие работы по оценке приостановлены до устранения значительных внешних препятствий на пути реализации проекта. Иной причиной такой приостановки может являться необходимость проведения значительных дальнейших работ по оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки. При таких обстоятельствах возможна значительная задержка перехода на стадию разработки. Следует отметить, что при изменении обстоятельств (например, если более не существует достаточной уверенности в том, что критическое препятствие может быть устранено в приемлемые сроки), может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение либо о продолжении работ по дополнительной оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки, либо о приостановке дальнейших действий до устранения внешних препятствий.

Разработка не является рентабельной

Разведанное месторождение, где в данный момент не предвидится проведение работ по разработке или сбору дополнительных данных в связи с ограниченным производительным потенциалом.

Считается, что таковой проект не обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки на момент отчетности, однако теоретически извлекаемые количества зафиксированы документально с целью определения потенциальных возможностей в случае значительного усовершенствования технологий или крупных изменений конъюнктуры рынка. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о прекращении дальнейших работ по сбору данных или исследований по проекту.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из неразведанных месторождений.

Оценка потенциальных месторождений проводится в соответствии с вероятностью открытия, а также, в случае открытия, вероятности того, что расчетные количества будут извлекаемыми в соответствии с согласованным планом разработки. Во внимание принимается тот факт, что данные планы разработки будут значительно менее подробными, а также будут в большей мере зависеть от сравнительного анализа с аналогами на ранних стадиях разведки.

Разведываемый участок – Категория 1 (Prospect)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, достаточно определенной для того, чтобы являться объектом практически осуществимого бурения.

Целью работ по проекту является оценка вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с программой коммерческой разработки.

Разведываемый участок – Категория 2 (Lead)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, в данное время недостаточно определенной. Необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных для того, чтобы данный разведываемый участок был переведен из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect).

Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для принятия решения о том, может ли данный разведываемый участок перейти из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect). Данный процесс включает в себя оценку вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с практически осуществимыми сценариями разработки.

Разведываемый участок – Категория 3 (Play)

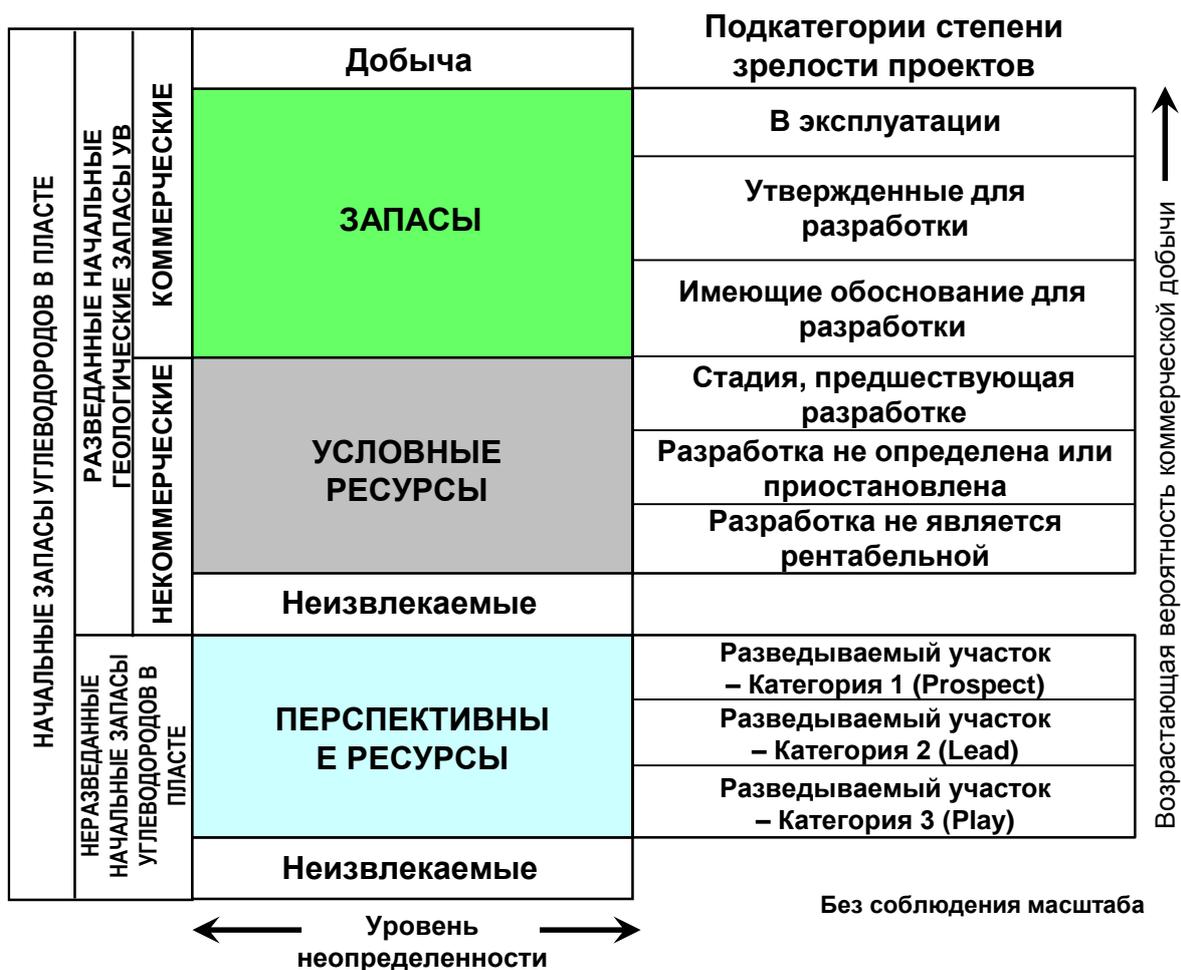
Проект в пределах предполагаемого количества потенциальных разведываемых участков, для которых необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных и/или оценке с целью определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect).

Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для определения конкретных разведываемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect) для более подробного анализа вероятности их открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с гипотетическими сценариями разработки.

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ



ЗРЕЛОСТЬ ПРОЕКТА



Приложение III

Определение запасов по системе SEC

Определение запасов по системе SEC

КОМИССИЯ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ США (SEC) ОТЧЕТНОСТЬ ПО ЗАПАСАМ НЕФТИ И ГАЗА³

Отчетность и определение запасов нефти и газа

(а) Определения

(1) Приобретение объекта собственности. Затраты, понесенные на приобретение, аренду или получение объекта собственности иным образом, включая расходы на арендный бонус и другие варианты покупки или аренды объекта собственности, а также часть расходов, применимых к минеральному сырью, когда за землю, включая право на недра, вносится плата, агентское вознаграждение, реестровые пошлины, юридические и другие расходы, понесенные на приобретение объекта собственности.

(2) Залежи-аналоги. Залежи-аналоги, используемые при оценке ресурсов, имеют сходные свойства пород и флюидов, пластовые условия (глубина, температура и давление) и режим залежи, но, как правило, находятся на более поздней стадии разработки, чем рассматриваемая залежь и, следовательно, могут использоваться при выборе основных принципов интерпретации для более ограниченного количества данных и оценки коэффициента извлечения. В случае обоснования доказанных запасов, залежи-аналоги означают залежи, имеющие следующие сходные характеристики с рассматриваемой залежью:

- (i) Та же формация горных пород (но не обязательно находящаяся в гидродинамической связи с исследуемым объектом);
- (ii) Те же условия осадконакопления;
- (iii) Сходная геологическая структура; и
- (iv) Тот же режим работы пласта.

Примечания к пункту (а)(2): Фильтрационно-емкостные свойства в целом не должны быть более благоприятными для залежи-аналога, чем для рассматриваемой залежи.

(3) Битумы. Битумы (иногда называемые природными битумами) - это производные нефти, находящиеся в природных скоплениях в твердом или полутвердом состоянии с вязкостью, превышающей 10000 сПз, измеренной при начальной температуре в пласте и при атмосферном давлении, относительно свободного газа. В своем естественном состоянии битумы, как правило, содержат серу, металлы и других неуглеводородные компоненты.

(4) Конденсат. Конденсат представляет собой смесь углеводородов, которые при начальной пластовой температуре и давлении существуют в газообразном состоянии, но будучи извлеченными на поверхность, при атмосферном давлении и температуре находятся в жидкой фазе.

(5) Детерминистическая оценка. Метод оценки запасов и ресурсов считается детерминистическим, если при оценке запасов для каждого параметра в процедуре подсчета запасов используется только одно значение (полученное по геолого-геофизическим, инженерным или экономическим данным).

(6) Разрабатываемые запасы нефти и газа. Разрабатываемые запасы нефти и газа - это запасы любой категории, которые планируется извлечь:

- (i) с помощью существующих скважин, существующего оборудования и методов добычи, или для которых стоимость необходимого оборудования является незначительной по сравнению со стоимостью новой скважины, а также

³ В соответствии с 17 CFR, часть 210, 211, 229, и 249 [выпуск № 33-8995; 34-59192; FR-78; файл № S7-15-08, RIN 3235-AK00].

- (ii) с помощью имеющегося добывающего оборудования и инфраструктуры, находящейся в эксплуатации в период оценки запасов, если добыча осуществляется средствами не требующих скважин.

(7) Затраты на разработку. Затраты, понесенные на получение доступа к доказанным запасам и создание условий для извлечения, подготовки, сбора и хранения нефти и газа. В частности, затраты на разработку, включая амортизацию и соответствующие эксплуатационные расходы на вспомогательное оборудование и сооружения, а также другие расходы в рамках деятельности по разработке - это затраты, понесенные при:

- (i) Получении доступа и подготовке участка для бурения, включая инженерно-геологическую съемку участка для определения конкретной площадки под бурение, очистку поверхности площадки, осушение, прокладку дорог и перемещение дорог общего пользования, газопроводов и линий электропередач, в той степени, которая необходима для разработки доказанных запасов.
- (ii) Бурении и оснащении эксплуатационных скважин, структурно-поисковых скважин эксплуатационного типа, а также вспомогательных скважин, включая расходы на подготовку площадки и скважинное оборудование, такое как обсадные трубы, НКТ, насосное оборудование и оборудование устья скважины.
- (iii) Приобретении, сооружении и установке промысловых сооружений, включая сборные промысловые трубопроводы, сепараторы, очистители, нагреватели, манифольды, измерительные приборы, а также резервуары для хранения продукции, установки для повторной закачки природного газа и установки для подготовки продукции, а также центральную установку сбора продукции и систему утилизации отходов.
- (iv) Внедрении систем повышения извлечения продукции.

(8) Проект разработки. Проект разработки является средством, с помощью которого углеводородные ресурсы переходят в категорию рентабельно извлекаемых. В качестве примера проект разработки может включать в себя разработку одного пласта или месторождения, дополнительную добычу с разрабатываемого месторождения или комплексную разработку группы из нескольких месторождений с соответствующими сооружениями инфраструктуры, едиными для всей группы.

(9) Эксплуатационная скважина. Скважина, пробуренная на участке с доказанными запасами, содержащего нефтяные и газовые залежи, до глубины стратиграфического горизонта с известной продуктивностью.

(10) Рентабельно извлекаемые. Термин «рентабельно извлекаемые», поскольку относится к ресурсам, означает ресурсы, которые генерируют доход, превышающий расходы на операции, или с достаточной достоверностью ожидаемым превышением дохода. Количество продукции, генерирующее прибыль, определяется в конечном пункте всей деятельности по добыче нефти и газа, как установлено в пункте (а)(16) данного раздела.

(11) Конечные извлекаемые запасы (EUR). Расчетные конечные извлекаемые запасы - это сумма запасов, остающихся на определенную дату, и накопленной добычи на данную дату.

(12) Затраты на геологоразведочные работы. Затраты, понесенные на выявление участков, которые могут потребовать доказательной экспертизы, а также понесенные на рассмотрение конкретных участков, которые считаются перспективными на наличие запасов нефти и газа, включая стоимость бурения разведочных скважин и структурно-поисковых скважин, относимых к категории разведочных. Затраты на геологоразведочные работы могут быть понесены как до приобретения соответствующего объекта собственности (иногда называемые «в корзину», как затраты на поисковые работы), так и после приобретения объекта собственности. Основные виды затрат на геологоразведочные работы, в том числе амортизация и соответствующие эксплуатационные расходы на вспомогательное оборудование и сооружения, а также другие расходы по геологоразведочной деятельности, включают в себя:

- (i) Затраты на топографические, географические и геофизические исследования,

право доступа к объектам собственности на проведение указанных работ, а также заработную плату и другие расходы геологов, геофизических партий и других групп, проводящих такие исследования. В совокупности они иногда называются «геолого-геофизические затраты».

- (ii) Затраты на содержание и сохранение неразрабатываемых объектов собственности, включая отложенную аренду, налог на стоимость объекта, расходы на юридическое обеспечение для защиты прав на имущество, а также поддержание поземельных и арендных книг записей.
- (iii) Издержки, относящиеся к сухим скважинам и забоям.
- (iv) Стоимость бурения и оборудования разведочных скважин.
- (v) Стоимость бурения структурно-поисковых скважин, относимых к категории разведочных.

(13) Разведочная скважина. Разведочная скважина - это скважина, пробуренная с целью поиска нового месторождения или новой залежи на ранее открытом месторождении, содержащем другую продуктивную залежь нефти или газа. Как правило, разведочной является любая скважина, которая не является эксплуатационной скважиной, оконтуривающей скважиной, вспомогательной скважиной или структурно-поисковой скважиной согласно определениям, представленным в данном разделе.

(14) Оконтуривающая скважина. Оконтуривающая скважина – это скважина, пробуренная с целью расширения границ известной залежи.

(15) Месторождение. Площадь, включающая одну или несколько залежей, сгруппированных или привязанных к одному геологическому структурному объекту и (или) одинаковым стратиграфическим условиям. На месторождении может быть две или более залежи, отделенных по разрезу непроницаемыми слоями или разделенными в плане локальными геологическими барьерами, или оба варианта. Залежи, которые связаны между собой на перекрывающихся или соседних месторождениях, можно рассматривать как одно месторождение или общий узел разработки. Геологические термины «структурные объекты» и «стратиграфические условия» обозначают локальные геологические объекты в отличие от более широких понятий, таких как бассейны, тренды, провинции, продуктивные отложения, перспективные районы, и т.д.

(16) Деятельность по добыче нефти и газа.

- (i) Деятельность по добыче нефти и газа включает в себя:
 - (A) Поиск сырой нефти, включая конденсат и сжиженный природный газ, а также природный газ («нефть и газ») в их природном состоянии и исходном местоположении;
 - (B) Приобретение прав собственности или объекта собственности с целью дальнейшего геологического изучения или с целью извлечения нефти или газа из таких объектов;
 - (C) Деятельность по строительству, бурению и добычи, необходимая для извлечения нефти и газа из природных залежей, включая приобретение, строительство, монтаж и техническое обслуживание систем сбора и хранения на месторождении, таких как:
 - (1) Системы подъема нефти и газа на поверхность; и
 - (2) Системы сбора, обработки и подготовки продукции на месторождении (как в случае обработки газа с целью извлечения жидких углеводородов);
а также
 - (D) Добычу товарных углеводородов в твердом, жидком или газообразном состоянии из нефтеносных песков, сланцев, угольных пластов или других невозобновляемых природных ресурсов с целью последующей переработки

в синтетическую нефть или газ, и мероприятия, проводимые в рамках добычи таких углеводородов.

Примечание 1 к пункту (а)(16)(i): Функция добычи нефти и газа заканчивается в «конечном пункте», которым является выпускной клапан на лицензионном участке или на резервуаре для хранения продукции на месторождении. При наличии нестандартных физических или эксплуатационных условий, считается приемлемым, что «конечным пунктом» для деятельности по добыче является:

- a. Первый пункт, в котором нефть, газ или газоконденсатная жидкость, природная или синтетическая, доставляются до магистрального трубопровода, общего перевозчика, нефтеперерабатывающего завода, или морского терминала, а также
- b. Для природных ресурсов, которые предназначены для переработки в синтетическую нефть или газ, если эти природные ресурсы доставляются покупателю перед переработкой, это будет первый пункт, в котором природные ресурсы доставляются до магистрального трубопровода, общего перевозчика, нефтеперерабатывающего завода, морского терминала, или объекта, где такие природные ресурсы перерабатываются в синтетическую нефть или газ.

Примечание 2 к пункту (а)(16)(i): В рамках настоящего параграфа (а)(16), термин «товарные углеводороды» означает углеводороды, которые могут быть проданы в том состоянии, в котором они доставляются.

(ii) Деятельность по добыче нефти и газа не включает в себя:

- (A) Транспортировку, переработку или маркетинг нефти и газа;
- (B) Подготовку добытой нефти, газа или природных ресурсов, которые можно переработать в синтетическую нефть или газ, при участии лица, не имеющего юридического права добывать такую продукцию или не имеющего доли прибыли в добыче.
- (C) Деятельность, связанная с добычей природных ресурсов, отличных от нефти, газа или природных ресурсов, которые можно переработать в синтетическую нефть или газ; и
- (D) Добычу геотермального пара.

(17) Возможные запасы. Возможные запасы представляют собой дополнительные запасы, достоверность извлечения которых меньше, чем вероятных запасов

- (i) В случае использования детерминистического подхода, общие конечные извлекаемые объемы по проекту имеют низкую вероятность превышения запасов «доказанные плюс вероятные плюс возможные». В случае использования вероятностных методов, вероятность того, что общее количество конечных извлекаемых запасов будет равно или превышать запасы «доказанные плюс вероятные плюс возможные», должна быть не менее 10%.
- (ii) Возможные запасы могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающим к вероятным запасам, если по фактическим данным или результатам интерпретации имеющихся данных, они являются менее достоверными. Зачастую, это относится к районам, где на основании геолого-геофизических и инженерных данных не могут быть четко определены площадь и вертикальные границы промышленной добычи из залежи в рамках определенного проекта.
- (iii) Возможные запасы также включают в себя дополнительные количества, получаемые при более высоких коэффициентах извлечения геологических запасов углеводородов, чем предполагается для вероятных запасов.
- (iv) Доказанные плюс вероятные и доказанные плюс вероятные плюс возможные запасы должны быть подсчитаны с использованием приемлемых альтернативных технических и коммерческих интерпретаций параметров залежи или тематических проектов и быть четко задокументированы, включая сравнение с результатами сходных успешных проектов.

- (v) Возможные запасы могут быть определены, если геолого-геофизические и промысловые данные напрямую указывают на наличие участков, продолжающихся в пределах одной залежи, которые отделяются от доказанных запасов разломами со смещением, меньше, чем толщина пласта, или другими геологическими неоднородностями, и которые не были вскрыты скважинами; при этом регистрант считает, что такие смежные участки находятся в гидродинамической связи с известной (доказанной) залежью. Возможные запасы могут быть отнесены к участкам, которые структурно выше или ниже доказанной залежи, если эти участки находятся в гидродинамической связи с доказанной залежью.
- (vi) В соответствии с пунктом (а)(22)(III) данного раздела, когда с помощью прямых методов наблюдения определяется верхняя граница нефтеносности (ВГН), и имеется потенциальная возможность существования газовой шапки, доказанные запасы нефти присваиваются для структурно более высоких частей залежи над ВГН, только если с разумной степенью достоверности с помощью надежной технологии можно установить наличие вышезалегающего контакта. Запасы той части залежи, которые не отвечают данному критерию достоверности, на основе свойств пластового флюида и оценки градиента давления относятся к категории вероятных и возможных запасов нефти или газа.

(18) Вероятные запасы. Вероятные запасы - это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых меньше, чем у доказанных запасов, но которые вместе с доказанными запасами характеризуются одинаковой вероятностью не извлечения.

- (i) В случае использования детерминистических методов, существует одинаковая вероятность, что фактические оставшиеся извлекаемые запасы будут или не будут превышать сумму установленных доказанных и вероятных запасов. В случае использования вероятностных методов должно быть не менее 50% вероятности того, что фактические извлекаемые запасы равны или превышают запасы доказанные плюс вероятные.
- (ii) Вероятные запасы могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающих к доказанным запасам, если по фактическим данным или результатам интерпретации имеющихся данных они являются менее достоверными, даже если выявленная непрерывность коллектора в пределах структуры или продуктивность не соответствует принятым критериям достоверности. Вероятные запасы могут быть отнесены к участкам, которые структурно выше, чем доказанные запасы, если эти участки находятся в гидродинамической связи с доказанными залежами.
- (iii) Объем вероятных запасов также включает в себя возможные дополнительные объемы, получаемые при более высоких коэффициентах извлечения геологических запасов углеводородов, чем предполагается для доказанных запасов.
- (iv) См. также руководящие принципы, описанные в пунктах (а)(17)(iv) и (а)(17)(vi) данного раздела.

(19) Вероятностная оценка. Метод оценки запасов и ресурсов называется вероятностным, если для генерации полного диапазона возможных результатов и связанных с ними вероятностями используется полный диапазон значений, которые могут быть приемлемыми (по инженерно-геологическим данным) для каждого неизвестного параметра.

(20) Затраты на добычу

- (i) Затраты, понесенные на эксплуатацию и обслуживание скважин и сопутствующего оборудования и сооружений, включая амортизацию и соответствующие эксплуатационные расходы на вспомогательное оборудование и сооружения, а также другие расходы на эксплуатацию и обслуживание скважин, а также сопутствующего оборудования и сооружений, становятся частью стоимости добытых нефти и газа. Примерами затрат на добычу (иногда называемых эксплуатационными затратами) являются:
 - (A) Стоимость рабочей силы по обслуживанию скважин и соответствующего оборудования и сооружений.

- (B) Ремонт и техническое обслуживание.
 - (C) Материалы, поставки, топливо и поставки, используемые при эксплуатации скважин и соответствующего оборудования и сооружений.
 - (D) Налоги на имущество и страхование, применяемые к доказанным объектам и скважинам, а также сопутствующему оборудованию и сооружениям.
 - (E) Налог на добытые полезные ископаемые.
- (ii) Некоторое технологическое оборудование или сооружения могут обслуживать два или более объекта добычи нефти и газа, а также служить для транспортировки, переработки и маркетинговой деятельности. В той степени, в которой технологическое оборудование и сооружения используются в деятельности по добыче нефти и газа, их амортизации и применимые эксплуатационные затраты становятся затратами на разведку, разработку или добычу, соответственно. Амортизационные расходы и начисленный износ на капитализированную стоимость приобретения, разведки и разработки не являются расходами на добычу, но входят в часть стоимости добытых нефти и газа вместе с (эксплуатационными) расходами на добычу, описанными выше.

(21) Участок доказанных запасов. Часть объекта собственности, к которому конкретно были отнесены доказанные запасы.

(22) Доказанные запасы нефти и газа. Доказанные запасы нефти и газа – это количества нефти и газа, которые, исходя из анализа инженерно-геологических данных, с достаточной достоверностью могут быть извлечены из известных залежей промышленным способом, начиная с определенной даты при определенных экономических условиях, способах разработки и нормативных условиях, до даты, когда по контракту истекает право на работы; если не будет с достаточно достоверного основания предполагать возобновление, не зависимо от того, какие методы оценки запасов используются - детерминистические или вероятностные. При этом проект по извлечению углеводородов должен быть начат или оператор должен быть вполне уверен, что проект будет начат в приемлемые сроки.

- (i) Площадь залежи с доказанными запасами включает в себя:
 - (A) Площадь, выявленную при бурении и ограниченную контактами флюидов, если таковые имеются, а также
 - (B) Прилегающие неразбуренные части залежи, которые с достаточной достоверностью могут быть оценены как её непрерывное продолжение и содержат промышленные извлекаемые запасы нефти или газа, определенные на основе имеющихся геолого-геофизических и инженерных данных.
- (ii) В отсутствие данных о контактах жидкости, количество доказанных запасов в залежи ограничивается нижней границей нефтеносности (НГН), вскрытой скважинами до тех пор, пока геолого-геофизические, инженерные или данные добычи и надежная технология не позволят с достаточной достоверностью установить более низкое положение контакта.
- (iii) Если результаты прямых измерений при вскрытии скважинами определили верхнюю границу нефтеносности (ВГН), и существует потенциальная возможность наличия газовой шапки, доказанные запасы нефти могут быть присвоены структурно более высоким участкам залежи до тех пор, пока геолого-геофизические, инженерные данные или данные добычи и надежная технология не позволят с достаточной достоверностью установить более высокое положение контакта.
- (iv) Запасы, извлечение которых может быть рентабельным в случае применения методов повышения нефтеотдачи (включая, но не ограничиваясь, закачкой жидкости) переводятся в категорию доказанных, если
 - (A) Успешное проведение опытного проекта на участке залежи со свойствами, не более благоприятными, чем по залежи в целом, работы по уже принятой программе по залежи или аналогичной залежи, или другие результаты

использования надежной технологии подтверждают достаточную достоверность инженерного анализа, на основании которого был составлен проект или программа, а также

- (B) Проект был одобрен для разработки всеми необходимыми сторонами и предприятиями, в том числе государственными органами.
- (v) Существующие экономические условия включают в себя цены и затраты, при которых определяется коммерческая продуктивность залежи. Цена принимается как средняя цена в течение 12-месячного периода до даты окончания рассматриваемого в отчете периода, и рассчитывается как невзвешенное среднее арифметическое цены первого дня месяца за каждый месяц в течение указанного периода; если, исходя из условий контракта, цена не определяется иным образом, за исключением возможного роста цен в будущем.
- (23) Доказанные объекты. Объекты собственности, имеющие доказанные запасы.
- (24) Достаточная достоверность. В случае использования детерминистических методов, достаточная достоверность означает высокую степень уверенности извлечения подсчетных объемов углеводородов. В случае использования вероятностных методов, должна быть, по крайней мере, 90%-ная вероятность того, что фактически извлеченный объем запасов будет равен или превышать расчетную величину. Высокая степень уверенности имеется в тех случаях, когда объем запасов имеет намного большую вероятность быть извлеченным, чем не извлеченным, а со временем, в связи с получением дополнительных данных (геологических, геофизических и геохимических), а также инженерных и экономических данных и внесения изменений в оценку конечных извлекаемых запасов (EUR), достаточно достоверный объем EUR имеет намного большую вероятность увеличиться или остаться неизменным, чем уменьшиться.
- (25) Надежная технология. Надежная технология представляет собой совокупность одной или нескольких технологий (включая, методы расчета), которые были опробованы на месторождении и подтвердили получение достаточно достоверных результатов. При этом такие результаты согласуются и повторяются применительно к рассматриваемому или аналогичному пласту.
- (26) Запасы. Запасы оцениваются как оставшееся количество нефти, газа и сопутствующих веществ, которые предполагается добыть в промышленном масштабе из известных залежей путем реализации проектов их разработки, начиная с указанной даты. Кроме того, должно существовать или должна быть достаточная уверенность в том, что будет существовать, юридическое право на добычу или доля прибыли в добыче, установлены средства транспортировки нефти и газа или сопутствующих веществ на рынок, а также существовать все разрешения и финансирование, необходимые для реализации проекта.
- Примечание к пункту (a)(26): Запасы не присваиваются соседним залежам, изолированным крупными, возможно непроницаемыми, разломами, пока такие залежи не будут вскрыты и оценены как рентабельные. Запасы не присваиваются участкам, которые явно отделены от известных залежей непродуктивными пластами (т.е., отсутствие коллектора, более низкое структурное положение залежи или отрицательные результаты испытаний). Такие участки могут содержать перспективные ресурсы (т.е., возможные извлекаемые ресурсы неоткрытых залежей).
- (27) Коллектор. Пористая и проницаемая формация горных пород, содержащая природную залежь извлекаемой нефти и (или) газа, ограниченную непроницаемой породой или водными барьерами, и которая является самостоятельной и отдельной от других залежей.
- (28) Ресурсы. Ресурсы – это количество нефти и газа, для которого проведена оценка существования в виде природных скоплений в залежах. Часть ресурсов может считаться извлекаемой, а другая часть – неизвлекаемой. Ресурсы могут быть как в открытых, так и в неоткрытых залежах.
- (29) Вспомогательная скважина. Скважина, пробуренная или законченная с целью поддержания добычи на существующем месторождении. Цели вспомогательной скважины могут включать в себя закачку газа, закачку воды, закачку пара, закачку воздуха, утилизацию соленой воды, добычу воды для обеспечения закачки, проведение наблюдений, или закачку при внутрислоевого горении.

(30) Структурно-поисковая скважина. Структурно-поисковая скважина бурится с учетом геологии для получения информации, относящейся к определенным геологическим условиям. Такие скважины обычно бурятся без намерения заканчивания с целью добычи углеводородов. Эта категория включает в себя также опытные скважины для исследования керна и всех виды опорных скважин, связанных с разведкой углеводородов. Структурно-поисковые скважины классифицируются как «разведочные», если пробурены на неизвестном участке или «эксплуатационные», если пробурены на известном участке.

(31) Неразрабатываемые запасы нефти и газа. Незерабатываемые запасы нефти и газа - это запасы любой категории, которые предполагается добыть с помощью новых скважин на неразбуренных площадях или с помощью существующих скважин, когда для перевода на другой горизонт требуется относительно большие расходы.

- (i) Запасы на неразбуренных площадях ограничиваются участками с непосредственно смещенной сеткой разработки, для которых после разбуривания имеется достаточная достоверность извлечения, и при этом существуют доказательства достаточной достоверности того, что на основе имеющихся надежных технологий на удаленном расстоянии будет достигнута рентабельная добыча.
- (ii) Неразбуренные участки классифицируются как имеющие неразрабатываемые запасы только в случае, если в принятом плане разработки представлен график бурения в течение пяти лет, если в силу определенных обстоятельств не будет обоснован более длительный срок.
- (iii) Ни при каких обстоятельствах неразрабатываемые запасы не могут быть присвоены площади, для которой предполагается закачка жидкости или применение другого метода повышения нефтеотдачи, если такие методы не доказали свою эффективность при выполнении фактических проектов на той же или аналогичной залежи, как определено в пункте (а)(2) данного раздела, или же есть другие доказательства достаточной достоверности по результатам использования надежной технологии.

(32) Недоказанные объекты. Объекты собственности, не имеющие доказанных запасов.

Приложение IV

Расчет движения денежных средств



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	2681.69	2032.82
5.0%	2219.60	1671.01
7.5%	2038.99	1529.86
10.0%	1883.80	1408.72
12.5%	1749.48	1304.03
15.0%	1632.46	1212.94
IRR	100+	100+

Месторожд.: Каламкас		
Вариант: PD		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Инвестиц. затраты	Эксплуат. расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.	
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена																Млн долл. США
Jan-18	2.72	306.79	1.17	136.56			993.41	109.94	883.47	883.47		47.95		149.78			248.83	16.15	420.74	58.93	79.35	282.46
Jan-19	2.52	306.79	1.09	136.56			922.76	102.12	820.64	820.64		50.70		151.03			231.13	15.75	372.02	40.58	68.63	262.80
Jan-20	2.34	306.79	1.01	136.56			856.84	94.83	762.01	762.01		21.01		150.22			214.62	14.53	361.64	28.99	59.99	272.66
Jan-21	2.17	306.79	0.94	136.56			793.47	87.18	706.30	706.30		25.73		149.43			198.75	13.66	318.72	19.30	51.58	247.85
Jan-22	2.00	306.79	0.87	136.56			733.21	80.56	652.65	652.65		35.71		148.68			183.65	12.92	271.69	10.43	43.10	218.16
Jan-23	1.83	306.79	0.79	136.56			667.75	66.46	601.29	601.29		33.92		139.39			167.26	11.95	248.77	6.85	37.14	204.78
Jan-24	1.63	306.79	0.71	136.56			597.77	59.49	538.28	538.28		32.23		138.52			149.73	10.97	206.83	1.46	28.41	176.96
Jan-25	1.46	306.79	0.63	136.56			535.27	53.27	482.00	482.00		30.61		137.75			134.08	10.96	168.60	10.93	33.86	123.80
Jan-26	1.31	306.79	0.57	136.56			479.44	47.72	431.73	431.73		29.08		137.06			120.09	10.98	134.52	5.65	27.34	101.52
Jan-27	1.17	306.79	0.51	136.56			429.55	42.75	386.79	386.79		27.63		136.44			107.59	10.96	104.18	1.22	20.74	82.22
Jan-28	0.99	306.79	0.43	136.56			360.68	31.88	328.81	328.81		26.25		127.32			90.34	10.91	73.98		14.37	59.61
Итого:	20.15	Млн Т	8.70	Млн Т	-	млрд куб м	7370.15	776.19	6593.96	6593.96	-	360.82	-	1565.62	-	-	1846.08	139.74	2681.69	184.34	464.53	2032.82



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	3242.03	2405.97
5.0%	2628.32	1934.00
7.5%	2391.05	1752.06
10.0%	2188.60	1597.13
12.5%	2014.62	1464.27
15.0%	1864.10	1349.56
IRR	100+	100+

Месторожд.:	Каламкас	
Вариант:	1P	
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподходящие платежи		ЧПДС до налога	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США				
Jan-18	2.79	306.79	1.20	136.56			1020.89	112.98	907.90	907.90		88.96		150.12			255.71	17.09	396.02	60.05	81.38	254.59
Jan-19	2.74	306.79	1.18	136.56			1002.61	110.96	891.65	891.65		94.55		152.02			251.14	17.18	376.76	46.97	75.81	253.99
Jan-20	2.69	306.79	1.16	136.56			982.95	108.79	874.16	874.16		61.12		151.78			246.21	16.24	398.81	39.95	71.70	287.16
Jan-21	2.61	306.79	1.13	136.56			955.96	105.80	850.16	850.16		66.51		151.45			239.45	15.62	377.14	31.21	66.45	279.48
Jan-22	2.52	306.79	1.09	136.56			922.70	102.12	820.58	820.58		71.40		151.03			231.12	14.91	352.12	23.01	60.28	268.83
Jan-23	2.32	306.79	1.00	136.56			848.99	93.96	755.03	755.03		38.77		141.64			212.66	13.24	348.72	15.22	51.91	281.59
Jan-24	2.05	306.79	0.88	136.56			748.18	82.20	665.98	665.98		36.83		140.39			187.40	11.86	289.50	6.02	39.68	243.79
Jan-25	1.80	306.79	0.78	136.56			660.10	65.70	594.41	594.41		34.99		139.29			165.34	11.53	243.24	18.19	44.57	180.48
Jan-26	1.59	306.79	0.69	136.56			583.05	58.03	525.02	525.02		33.24		138.34			146.04	11.32	196.08	11.39	36.58	148.12
Jan-27	1.41	306.79	0.61	136.56			515.55	51.31	464.24	464.24		31.58		137.50			129.14	11.14	154.88	5.47	28.84	120.57
Jan-28	1.17	306.79	0.50	136.56			427.58	42.56	385.03	385.03		30.00		128.15			107.10	11.02	108.76	1.06	20.35	87.35
Итого:	23.70	Млн Т	10.23	Млн Т	-	млрд куб м	8668.56	934.40	7734.17	7734.17	-	587.97	-	1581.72	-	-	2171.31	151.14	3242.03	258.53	577.53	2405.97



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Каламкас		
Вариант: 2P		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	3716.18	2689.75
5.0%	2969.61	2137.22
7.5%	2683.76	1925.91
10.0%	2441.33	1746.86
12.5%	2234.22	1594.05
15.0%	2056.06	1462.73
IRR	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидат. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны платежи	Выплаты / Возмещения	Непоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США				
Jan-18	2.80	306.79	1.21	136.56			1022.76	113.19	909.56	909.56		88.96		150.15			256.18	17.09	397.19	60.42	81.61	255.16
Jan-19	2.78	306.79	1.20	136.56			1016.93	112.55	904.38	904.38		94.55		152.20			254.72	17.18	385.73	49.35	77.60	258.78
Jan-20	2.77	306.79	1.20	136.56			1013.12	112.12	901.00	901.00		61.12		152.15			253.77	16.24	417.71	44.84	75.48	297.39
Jan-21	2.76	306.79	1.19	136.56			1008.02	111.56	896.46	896.46		66.51		152.09			252.49	15.62	409.75	39.66	72.97	297.12
Jan-22	2.74	306.79	1.18	136.56			1000.25	110.70	889.55	889.55		71.40		151.99			250.54	14.91	400.70	33.75	70.00	296.95
Jan-23	2.62	306.79	1.13	136.56			957.03	105.92	851.11	851.11		38.77		142.98			239.72	13.24	416.41	28.77	65.45	322.19
Jan-24	2.33	306.79	1.01	136.56			853.53	94.46	759.07	759.07		36.83		141.69			213.79	11.86	354.89	16.26	52.76	285.88
Jan-25	2.08	306.79	0.90	136.56			761.84	83.70	678.14	678.14		34.99		140.56			190.83	11.53	300.23	31.80	55.97	212.46
Jan-26	1.86	306.79	0.80	136.56			680.53	67.73	612.80	612.80		33.24		139.55			170.46	11.32	258.23	25.08	49.01	184.14
Jan-27	1.66	306.79	0.72	136.56			608.36	60.55	547.81	547.81		31.58		138.65			152.38	11.14	214.06	16.09	40.67	157.29
Jan-28	1.39	306.79	0.60	136.56			509.96	50.75	459.20	459.20		30.00		129.17			127.73	11.02	161.28	8.05	30.85	122.37
Итого:	25.79	Млн Т	11.13	Млн Т	-	млрд куб м	9432.32	1023.23	8409.09	8409.09	-	587.97	-	1591.18	-	-	2362.61	151.14	3716.18	354.07	672.36	2689.75



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	4151.17	2928.41
5.0%	3261.21	2297.11
7.5%	2924.70	2057.99
10.0%	2641.54	1856.59
12.5%	2401.48	1685.70
15.0%	2196.51	1539.68
IRR	100+	100+

Месторожд.:	Каламкас	
Вариант:	3P	
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	ликвидаци. затраты	Эксплуат. расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи и Пошлины	Другие	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена																
Jan-18	2.80	306.79	1.21	136.56			1022.76	113.19	909.56	909.56		88.96		150.15			256.18	17.09	397.19	60.42	81.61	255.16
Jan-19	2.78	306.79	1.20	136.56			1016.93	112.55	904.38	904.38		94.55		152.20			254.72	17.18	385.73	49.35	77.60	258.78
Jan-20	2.77	306.79	1.20	136.56			1013.12	112.12	901.00	901.00		61.12		152.15			253.77	16.24	417.71	44.84	75.48	297.39
Jan-21	2.76	306.79	1.19	136.56			1008.02	111.56	896.46	896.46		66.51		152.09			252.49	15.62	409.75	39.66	72.97	297.12
Jan-22	2.74	306.79	1.18	136.56			1000.25	110.70	889.55	889.55		71.40		151.99			250.54	14.91	400.70	33.75	70.00	296.95
Jan-23	2.74	306.79	1.18	136.56			1000.25	110.70	889.55	889.55		38.77		143.51			250.54	13.24	443.48	35.77	70.86	336.85
Jan-24	2.71	306.79	1.17	136.56			992.75	109.87	882.88	882.88		36.83		143.42			248.66	11.86	442.11	35.20	70.20	336.71
Jan-25	2.46	306.79	1.06	136.56			900.56	99.67	800.89	800.89		34.99		142.28			225.57	11.53	386.52	57.33	73.23	255.97
Jan-26	2.24	306.79	0.96	136.56			817.40	89.81	727.60	727.60		33.24		141.24			204.74	11.32	337.05	46.77	64.77	225.51
Jan-27	2.03	306.79	0.88	136.56			742.34	81.56	660.79	660.79		31.58		140.31			185.94	11.14	291.81	34.91	56.23	200.67
Jan-28	1.73	306.79	0.75	136.56			632.05	62.90	569.14	569.14		30.00		130.69			158.32	11.02	239.12	25.40	46.42	167.30
Итого:	27.74	Млн Т	11.97	Млн Т	-	млрд куб м	10146.42	1114.63	9031.80	9031.80	-	587.97	-	1600.04	-	-	2541.48	151.14	4151.17	463.40	759.36	2928.41



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант:	PD	
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	1021.46	895.66
5.0%	889.30	775.45
7.5%	834.72	725.98
10.0%	786.26	682.19
12.5%	743.05	643.22
15.0%	704.33	608.40
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи	Другие	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль после нал.	ЧПДС
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена																
Jan-18	1.60	325.33	0.69	144.81			622.36	61.94	560.42	560.42		27.56		142.04			151.04	16.63	223.15	5.90	34.16	183.09
Jan-19	1.51	325.33	0.65	144.81			584.05	58.13	525.93	525.93		21.44		144.93			141.74	15.64	202.16	1.60	28.10	172.46
Jan-20	1.39	325.33	0.60	144.81			538.50	53.59	484.91	484.91		56.78		129.64			130.69	15.47	152.33	0.21	23.50	128.62
Jan-21	1.26	325.33	0.54	144.81			488.37	48.61	439.77	439.77		49.04		126.94			118.52	14.64	130.62		16.14	114.48
Jan-22	1.14	325.33	0.49	144.81			442.68	43.70	398.98	398.98		35.51		126.37			107.43	13.48	116.18		9.48	106.70
Jan-23	0.98	325.33	0.42	144.81			380.55	33.63	346.92	346.92		33.74		111.53			92.36	12.33	96.97		4.27	92.70
Jan-24	0.83	325.33	0.36	144.81			322.16	28.47	293.68	293.68		32.05		110.59			78.18	11.15	61.71			61.71
Jan-25	0.71	325.33	0.30	144.81			273.49	24.17	249.32	249.32		30.45		109.81			66.37	11.07	31.62		2.43	29.18
Jan-26	0.60	325.33	0.26	144.81			232.84	20.58	212.26	212.26		28.93		109.15			56.51	10.96	6.72		0.00	6.72
Итого:	10.02	Млн Т	4.32	Млн Т	-	млрд куб м	3885.01	372.82	3512.19	3512.19	-	315.50	-	1111.01	-	-	942.85	121.37	1021.46	7.72	118.08	895.66



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: 1P		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	1379.85	1180.80
5.0%	1124.61	953.65
7.5%	1023.86	864.35
10.0%	936.90	787.49
12.5%	861.41	720.96
15.0%	795.54	663.06
IRR	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчик	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.	
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США					Млн долл. США
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			637.84	63.48	574.36	574.36		126.85		142.28				154.80	18.89	131.54	3.59	32.72	95.23
Jan-19	1.69	325.33	0.73	144.81			657.16	65.40	591.75	591.75		119.93		146.10				159.49	18.92	147.32	1.43	30.89	115.00
Jan-20	1.75	325.33	0.75	144.81			677.99	67.48	610.51	610.51		121.76		131.90				164.54	18.80	173.51	1.98	32.85	138.68
Jan-21	1.77	325.33	0.76	144.81			686.79	68.35	618.44	618.44		130.22		130.19				166.68	18.58	172.77	0.54	30.48	141.75
Jan-22	1.72	325.33	0.74	144.81			665.59	66.24	599.35	599.35		100.95		130.02				161.53	17.32	189.52		24.95	164.57
Jan-23	1.51	325.33	0.65	144.81			584.05	58.13	525.92	525.92		42.14		114.86				141.74	14.78	212.39		16.50	195.89
Jan-24	1.25	325.33	0.54	144.81			483.62	48.13	435.49	435.49		40.04		113.24				117.37	12.78	152.06		4.01	148.05
Jan-25	1.04	325.33	0.45	144.81			401.63	39.65	361.98	361.98		38.03		111.91				97.47	12.08	102.49		11.45	91.03
Jan-26	0.86	325.33	0.37	144.81			334.56	29.57	304.99	304.99		36.13		110.82				81.19	11.54	65.30		6.09	59.21
Jan-27	0.72	325.33	0.31	144.81			279.57	24.71	254.87	254.87		34.33		109.93				67.85	11.17	31.59		1.56	30.03
Jan-28	0.57	325.33	0.24	144.81			219.63	19.06	200.57	200.57		32.61		102.32				53.30	10.98	1.36			1.36
Итого:	14.51	Млн Т	6.26	Млн Т	-	млрд куб м	5628.42	550.19	5078.23	5078.23	-	822.99	-	1343.59	-	-	-	1365.96	165.84	1379.85	7.54	191.51	1180.80



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	1714.17	1450.51
5.0%	1346.55	1133.07
7.5%	1205.71	1011.59
10.0%	1086.36	908.72
12.5%	984.56	821.05
15.0%	897.18	745.88
IRR	100+	100+

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: 2P		
	Нач	Оканч
Прямое доленое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Непоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США				
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			635.85	63.28	572.57	572.57		126.85		142.24			154.32	18.89	130.28	3.41	32.47	94.40
Jan-19	1.66	325.33	0.71	144.81			641.98	63.89	578.08	578.08		119.93		145.82			155.80	18.92	137.62	0.75	28.95	107.92
Jan-20	1.67	325.33	0.72	144.81			645.99	64.29	581.69	581.69		121.76		131.31			156.77	18.80	153.05	0.55	28.75	123.74
Jan-21	1.71	325.33	0.74	144.81			665.03	66.19	598.84	598.84		130.22		129.76			161.40	18.58	158.89		27.71	131.19
Jan-22	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		100.95		130.07			163.39	17.32	194.50		25.95	168.55
Jan-23	1.82	325.33	0.78	144.81			705.37	70.20	635.17	635.17		42.14		116.86			171.19	14.78	290.20	0.95	32.06	257.19
Jan-24	1.54	325.33	0.66	144.81			596.26	59.34	536.92	536.92		40.04		115.08			144.71	12.78	224.31		18.46	205.85
Jan-25	1.30	325.33	0.56	144.81			505.00	50.26	454.74	454.74		38.03		113.60			122.56	12.08	168.46	1.57	24.65	142.24
Jan-26	1.11	325.33	0.48	144.81			428.57	42.31	386.26	386.26		36.13		112.36			104.01	11.54	122.22		17.48	104.74
Jan-27	0.94	325.33	0.41	144.81			364.47	32.21	332.26	332.26		34.33		111.32			88.45	11.17	87.00		12.64	74.36
Jan-28	0.75	325.33	0.32	144.81			291.08	25.72	265.36	265.36		32.61		103.49			70.64	10.98	47.64		7.30	40.34
Итого:	15.87	Млн Т	6.85	Млн Т	-	млрд куб м	6152.84	604.71	5548.13	5548.13	-	822.99	-	1351.91	-	-	1493.23	165.84	1714.17	7.24	256.42	1450.51



SEC Неэскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: ЗР		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	2032.72	1679.44
5.0%	1555.35	1282.91
7.5%	1376.21	1133.86
10.0%	1226.33	1009.03
12.5%	1100.05	903.78
15.0%	992.93	814.44
IRR	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход по дрячк	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча млрд куб м	Цена долл.США / млрд куб м											Млн долл. США	Млн долл. США				
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			635.85	63.28	572.57	572.57		126.85		142.23			154.32	18.89	130.29	3.42	32.47	94.40
Jan-19	1.66	325.33	0.71	144.81			641.98	63.89	578.08	578.08		119.93		145.78			155.80	18.92	137.65	0.75	28.96	107.94
Jan-20	1.67	325.33	0.72	144.81			645.99	64.29	581.69	581.69		121.76		131.25			156.77	18.80	153.11	0.56	28.77	123.78
Jan-21	1.71	325.33	0.74	144.81			665.03	66.19	598.84	598.84		130.22		129.68			161.40	18.58	158.97		27.72	131.25
Jan-22	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		100.95		129.99			163.39	17.32	194.59		25.97	168.62
Jan-23	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		42.14		116.22			163.39	14.78	269.70		27.96	241.74
Jan-24	1.76	325.33	0.76	144.81			681.19	67.80	613.40	613.40		40.04		116.43			165.32	12.78	278.84	0.08	29.37	249.39
Jan-25	1.62	325.33	0.70	144.81			630.20	62.72	567.48	567.48		38.03		115.63			152.94	12.08	248.79	14.29	40.71	193.79
Jan-26	1.41	325.33	0.61	144.81			547.66	54.51	493.16	493.16		36.13		114.29			132.91	11.54	198.29	8.02	32.69	157.58
Jan-27	1.23	325.33	0.53	144.81			476.59	47.43	429.15	429.15		34.33		113.13			115.66	11.17	154.87	4.58	26.21	124.08
Jan-28	1.00	325.33	0.43	144.81			389.15	38.42	350.74	350.74		32.61		105.07			94.44	10.98	107.63	1.46	19.30	86.87
Итого:	17.17	Млн Т	7.41	Млн Т	-	млрд куб м	6660.12	662.53	5997.58	5997.58	-	822.99	-	1359.70	-	-	1616.34	165.84	2032.72	33.15	320.13	1679.44



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	3635.96	2670.83
5.0%	2956.37	2159.54
7.5%	2694.76	1962.93
10.0%	2472.03	1795.70
12.5%	2280.98	1652.38
15.0%	2115.93	1528.70
ВНР	100+	100+

Месторожд.: Каламкас		
Вариант: PD		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.	
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США					Млн долл. США
Jan-18	2.72	317.48	1.17	136.56			1219.50	131.37	1088.13	1088.13		47.95		149.78				349.04	16.15	525.20	80.17	100.24	344.79
Jan-19	2.52	348.89	1.09	147.59			1060.14	115.28	944.86	944.86		51.71		154.05				302.74	15.77	420.59	45.55	78.52	296.51
Jan-20	2.34	380.31	1.01	158.62			1047.00	112.86	934.14	934.14		21.86		156.29				288.75	14.56	452.68	46.63	78.31	327.74
Jan-21	2.17	389.34	0.94	161.79			992.05	105.87	886.19	886.19		27.30		158.58				280.99	13.72	405.60	32.32	69.17	304.12
Jan-22	2.00	398.56	0.87	165.03			937.91	99.78	838.13	838.13		38.65		160.94				262.23	13.02	363.29	23.92	61.81	277.56
Jan-23	1.85	407.96	0.80	168.33			885.67	85.07	800.60	800.60		37.45		161.51				244.48	12.09	345.06	19.09	56.81	269.16
Jan-24	1.70	417.55	0.73	171.69			830.89	79.58	751.32	751.32		36.29		162.43				251.57	11.14	289.88	7.63	45.54	236.71
Jan-25	1.55	427.33	0.67	175.13			775.49	74.06	701.43	701.43		35.17		163.66				231.96	11.18	259.47	21.35	52.53	185.59
Jan-26	1.41	437.30	0.61	178.63			720.83	68.65	652.18	652.18		34.08		165.16				213.04	11.24	228.67	16.18	46.65	165.85
Jan-27	1.27	447.48	0.55	182.20			663.66	63.03	600.63	600.63		33.02		163.55				193.83	11.25	198.97	10.16	40.13	148.68
Jan-28	1.06	457.85	0.46	185.85			568.08	53.40	514.69	514.69		32.00		155.61				169.29	11.24	146.55	3.16	29.27	114.12
Итого:	20.59	Млн Т	8.88	Млн Т	-	млрд куб м	9701.24	988.94	8712.30	8712.30	0.00	395.48	0.00	1751.58	0.00	0.00	0.00	2787.93	141.35	3635.96	306.15	658.98	2670.83



СПЕ Эскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС		
на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	4406.08	3165.52
5.0%	3518.25	2510.80
7.5%	3179.16	2261.21
10.0%	2891.98	2050.12
12.5%	2646.97	1870.28
15.0%	2436.46	1715.99
ВНР	100+	100+

Месторожд.:	Каламкас	
Вариант:	1P	
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Иквидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог сверхприбыли	Налог после нал.	ЧПДС
	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча млрд куб м	Цена долл.США /млрд куб м											Эксп. Нап.	Другие				
Jan-18	2.79	317.48	1.20	136.56			1253.23	135.00	1118.23	1118.23		88.96		150.12			358.70	17.09	503.36	81.87	102.85	318.64
Jan-19	2.74	348.89	1.18	147.59			1151.88	125.25	1026.63	1026.63		96.44		155.06			328.94	17.22	428.96	52.41	86.57	289.98
Jan-20	2.69	380.31	1.16	158.62			1201.09	129.47	1071.62	1071.62		63.59		157.91			331.25	16.31	502.55	61.07	92.81	348.67
Jan-21	2.61	389.34	1.13	161.79			1195.21	128.43	1066.77	1066.77		70.58		160.72			338.53	15.75	481.20	49.50	87.82	343.88
Jan-22	2.52	398.56	1.09	165.03			1180.30	126.44	1053.86	1053.86		77.29		163.48			330.01	15.12	467.96	42.94	84.20	340.82
Jan-23	2.35	407.96	1.01	168.33			1124.90	120.15	1004.75	1004.75		42.81		164.02			310.52	13.45	473.95	33.88	77.21	362.86
Jan-24	2.12	417.55	0.91	171.69			1037.53	109.73	927.80	927.80		41.48		164.59			314.13	12.10	395.50	14.82	61.26	319.42
Jan-25	1.90	427.33	0.82	175.13			953.77	91.09	862.68	862.68		40.20		165.51			285.28	11.81	359.88	33.59	68.25	258.04
Jan-26	1.71	437.30	0.74	178.63			874.46	83.28	791.18	791.18		38.95		166.76			258.44	11.62	315.41	26.67	60.79	227.95
Jan-27	1.52	447.48	0.65	182.20			795.21	75.52	719.68	719.68		37.74		164.91			232.25	11.48	273.30	20.18	52.87	200.24
Jan-28	1.26	457.85	0.54	185.85			672.94	63.74	609.20	609.20		36.57		156.69			200.54	11.39	204.01	9.24	39.76	155.01
Итого:	24.21	Млн Т	10.45	Млн Т	-	млрд куб м	11440.52	1188.11	10252.41	10252.41	0.00	634.61	0.00	1769.78	0.00	0.00	3288.59	153.34	4406.08	426.18	814.38	3165.52



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Каламкас		
Вариант: 2P		
	Нач	Оканч
Прямое доленое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	5045.69	3531.29
5.0%	3974.10	2770.51
7.5%	3568.24	2482.47
10.0%	3226.34	2239.91
12.5%	2936.17	2034.12
15.0%	2688.12	1858.30
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны. платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи и Пошлины	Другие	ЧПДС до налогов	Налог сверхприбыли	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча млрд куб м	Цена долл.США/ млрд куб м																
Jan-18	2.80	317.48	1.21	136.56			1255.53	135.25	1120.28	1120.28		88.96		150.15			359.35	17.09	504.73	82.28	103.12	319.33
Jan-19	2.78	348.89	1.20	147.59			1168.33	127.04	1041.29	1041.29		96.44		155.25			333.64	17.22	438.74	54.84	88.53	295.38
Jan-20	2.77	380.31	1.20	158.62			1237.96	133.44	1104.52	1104.52		63.59		158.30			341.42	16.31	524.89	67.84	97.28	359.77
Jan-21	2.76	389.34	1.19	161.79			1260.29	135.43	1124.86	1124.86		70.58		161.40			356.96	15.75	520.17	59.20	95.61	365.36
Jan-22	2.74	398.56	1.18	165.03			1279.50	137.07	1142.43	1142.43		77.29		164.52			357.74	15.12	527.76	57.91	96.15	373.70
Jan-23	2.65	407.96	1.14	168.33			1269.48	135.59	1133.89	1133.89		42.81		165.53			350.43	13.45	561.67	55.89	94.76	411.02
Jan-24	2.43	417.55	1.05	171.69			1187.47	126.46	1061.00	1061.00		41.48		166.15			359.53	12.10	481.74	30.70	78.51	372.54
Jan-25	2.21	427.33	0.95	175.13			1106.35	116.68	989.68	989.68		40.20		167.10			330.92	11.81	439.65	52.27	84.20	303.18
Jan-26	2.01	437.30	0.87	178.63			1027.54	108.06	919.48	919.48		38.95		168.34			303.68	11.62	396.88	45.90	77.09	273.89
Jan-27	1.81	447.48	0.78	182.20			945.73	89.82	855.91	855.91		37.74		166.47			276.21	11.48	364.00	40.99	71.01	252.00
Jan-28	1.51	457.85	0.65	185.85			809.37	76.66	732.71	732.71		36.57		158.10			241.20	11.39	285.45	24.28	56.05	205.12
Итого:	26.45	Млн Т	11.41	Млн Т	-	млрд куб м	12547.55	1321.51	11226.05	11226.05	0.00	634.61	0.00	1781.31	0.00	0.00	3611.09	153.34	5045.69	572.10	942.30	3531.29



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Каламкас		
Вариант: ЗР		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	5634.63	3846.51
5.0%	4364.47	2979.61
7.5%	3888.97	2654.34
10.0%	3491.38	2381.99
12.5%	3156.36	2152.22
15.0%	2872.00	1956.98
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидационные затраты	Эксплуатационные расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи и Пошлины	Другие	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена																
Jan-18	2.80	317.48	1.21	136.56			1255.53	135.25	1120.28	1120.28		88.96		150.15			359.35	17.09	504.73	82.28	103.12	319.33
Jan-19	2.78	348.89	1.20	147.59			1168.33	127.04	1041.29	1041.29		96.44		155.25			333.64	17.22	438.74	54.84	88.53	295.38
Jan-20	2.77	380.31	1.20	158.62			1237.96	133.44	1104.52	1104.52		63.59		158.30			341.42	16.31	524.89	67.84	97.28	359.77
Jan-21	2.76	389.34	1.19	161.79			1260.29	135.43	1124.86	1124.86		70.58		161.40			356.96	15.75	520.17	59.20	95.61	365.36
Jan-22	2.74	398.56	1.18	165.03			1279.50	137.07	1142.43	1142.43		77.29		164.52			357.74	15.12	527.76	57.91	96.15	373.70
Jan-23	2.74	407.96	1.18	168.33			1309.00	139.81	1169.19	1169.19		42.81		165.94			361.34	13.45	585.64	61.92	99.55	424.17
Jan-24	2.74	417.55	1.18	171.69			1339.09	142.61	1196.48	1196.48		41.48		167.73			405.44	12.10	569.73	49.95	96.10	423.68
Jan-25	2.62	427.33	1.13	175.13			1311.27	139.25	1172.02	1172.02		40.20		169.23			392.21	11.81	558.57	86.40	107.99	364.19
Jan-26	2.42	437.30	1.04	178.63			1238.30	131.13	1107.16	1107.16		38.95		170.53			365.97	11.62	520.09	80.76	101.73	337.60
Jan-27	2.21	447.48	0.95	182.20			1158.37	121.49	1036.88	1036.88		37.74		168.67			338.32	11.48	480.67	72.83	94.34	313.50
Jan-28	1.88	457.85	0.81	185.85			1007.32	95.41	911.90	911.90		36.57		160.14			300.19	11.39	403.62	54.10	79.68	269.83
Итого:	28.43	Млн Т	12.27	Млн Т	-	млрд куб м	13564.96	1437.94	12127.02	12127.02	0.00	634.61	0.00	1791.86	0.00	0.00	3912.58	153.34	5634.63	728.03	1060.09	3846.51



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: PD		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дискДо налогов	До налогов	После нал.
0.0%	1528.93	1283.35
5.0%	1292.62	1081.35
7.5%	1198.32	1000.77
10.0%	1116.29	930.69
12.5%	1044.48	869.39
15.0%	981.27	815.45
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидационные затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи		ЧПДС до налогов	Налог сверхприбыли	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена											Млн долл. США	Млн долл. США				
Jan-18	1.60	336.66	0.69	144.81			764.01	74.02	689.99	689.99		27.56		142.04			212.37	16.63	291.40	14.54	47.81	229.05
Jan-19	1.51	369.98	0.65	156.51			671.01	65.62	605.39	605.39		21.87		147.83			186.16	15.65	233.88	3.81	34.52	195.55
Jan-20	1.39	403.29	0.60	168.20			658.01	63.79	594.22	594.22		59.08		134.88			176.44	15.53	208.31	5.02	35.07	168.22
Jan-21	1.26	412.87	0.54	171.57			610.60	59.01	551.59	551.59		52.04		134.71			168.00	14.74	182.10	0.31	26.86	154.93
Jan-22	1.14	422.64	0.49	175.00			566.26	54.14	512.13	512.13		38.44		136.79			153.84	13.60	169.46		20.46	149.00
Jan-23	1.01	432.61	0.44	178.50			512.31	48.83	463.48	463.48		37.25		131.25			137.46	12.48	145.06		14.22	130.83
Jan-24	0.90	442.78	0.39	182.07			467.07	39.72	427.35	427.35		36.09		131.60			137.61	11.34	110.71		7.12	103.59
Jan-25	0.80	453.15	0.34	185.71			422.41	35.82	386.59	386.59		34.97		132.25			122.98	11.30	85.08		16.67	68.41
Jan-26	0.70	463.73	0.30	189.43			379.60	32.10	347.50	347.50		33.89		132.84			109.23	11.22	60.31		11.10	49.21
Jan-27	0.60	474.52	0.26	193.21			334.52	28.21	306.31	306.31		32.84		130.67			95.16	11.18	36.47		6.88	29.59
Jan-28	0.48	485.52	0.21	197.08			271.83	19.78	252.05	252.05		31.82		124.06			78.84	11.16	6.17		1.19	4.97
Итого:	11.38	Млн Т	4.91	Млн Т	-	млрд куб м	5657.65	521.04	5136.60	5136.60	0.00	405.86	0.00	1478.92	0.00	0.00	1578.08	144.81	1528.93	23.67	221.91	1283.35



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: 1P		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	2188.65	1796.03
5.0%	1741.02	1418.40
7.5%	1568.78	1273.43
10.0%	1422.36	1150.39
12.5%	1297.02	1045.26
15.0%	1189.06	954.87
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидационные затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи и Пошлины	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.	
	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча млрд куб м	Цена долл.США /млрд куб м																Млн долл. США
Jan-18	1.64	336.66	0.71	144.81			783.00	75.86	707.15	707.15		126.85		142.28			217.65	18.89	201.48	11.32	46.71	143.45
Jan-19	1.69	369.98	0.73	156.51			755.00	73.83	681.17	681.17		122.32		149.03			209.46	18.98	181.38	3.51	38.11	139.76
Jan-20	1.75	403.29	0.75	168.20			828.45	80.31	748.14	748.14		126.68		137.23			222.14	18.94	243.15	9.96	47.54	185.66
Jan-21	1.77	412.87	0.76	171.57			858.67	82.98	775.69	775.69		138.19		138.16			236.25	18.83	244.26	6.70	45.92	191.65
Jan-22	1.72	422.64	0.74	175.00			851.41	82.03	769.39	769.39		109.27		140.74			231.31	17.65	270.42	2.93	42.09	225.40
Jan-23	1.55	432.61	0.67	178.50			787.82	75.67	712.15	712.15		53.02		135.04			211.38	15.22	297.49	0.39	34.66	262.43
Jan-24	1.36	442.78	0.59	182.07			705.37	67.56	637.81	637.81		49.23		134.86			207.82	13.26	232.65		20.93	211.71
Jan-25	1.18	453.15	0.51	185.71			626.77	59.86	566.92	566.92		47.91		135.03			182.48	12.62	188.87	1.26	29.39	158.21
Jan-26	1.02	463.73	0.44	189.43			552.60	52.22	500.38	500.38		42.34		135.19			159.01	12.02	151.82		23.10	128.72
Jan-27	0.86	474.52	0.37	193.21			477.10	40.24	436.86	436.86		41.02		132.60			135.71	11.63	115.90		18.19	97.71
Jan-28	0.67	485.52	0.29	197.08			380.22	31.98	348.24	348.24		39.75		125.53			110.28	11.45	61.24		9.92	51.33
Итого:	15.21	Млн Т	6.56	Млн Т	-	млрд куб м	7606.42	722.53	6883.89	6883.89	0.00	896.58	0.00	1505.69	0.00	0.00	2123.48	169.49	2188.65	36.06	356.56	1796.03



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка дисконтирования	До налогов	После нал.
0.0%	2682.43	2154.84
5.0%	2067.37	1655.83
7.5%	1835.78	1467.86
10.0%	1641.57	1310.20
12.5%	1477.55	1177.05
15.0%	1338.10	1063.84
ВНР	100+	100+

Месторожд.: Жетыбай + Сателлиты		
Вариант: 2P		
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Ликвидаци. затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусные платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи	Другие	ЧПДС до налогов	Налог на прибыль	Налог на сверхприбыль	ЧПДС после нал.
	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча Млн Т	Цена долл.США / Тонна	Добыча млрд куб м	Цена долл.США /млрд куб м																
Jan-18	1.64	336.66	0.71	144.81			780.57	75.62	704.95	704.95		126.85		142.24			216.97	18.89	200.00	11.12	46.41	142.46
Jan-19	1.66	369.98	0.71	156.51			737.55	72.12	665.43	665.43		122.32		148.73			204.62	18.98	170.78	2.26	35.99	132.52
Jan-20	1.67	403.29	0.72	168.20			789.35	76.52	712.83	712.83		126.68		136.61			211.65	18.94	218.94	6.69	42.70	169.55
Jan-21	1.71	412.87	0.74	171.57			831.47	80.35	751.12	751.12		138.19		137.70			228.77	18.83	227.63	4.47	42.59	180.57
Jan-22	1.74	422.64	0.75	175.00			861.20	82.97	778.23	778.23		109.27		140.80			233.97	17.65	276.54	3.76	43.31	229.47
Jan-23	1.82	432.61	0.78	178.50			922.96	88.65	834.31	834.31		53.02		136.90			247.63	15.22	381.53	9.44	51.47	320.62
Jan-24	1.68	442.78	0.72	182.07			871.46	83.46	788.00	788.00		49.23		137.15			256.75	13.26	331.61	1.68	40.73	289.20
Jan-25	1.49	453.15	0.64	185.71			790.66	75.51	715.15	715.15		47.91		137.28			230.20	12.62	287.14	14.22	49.05	223.87
Jan-26	1.31	463.73	0.56	189.43			711.07	67.72	643.35	643.35		42.34		137.36			204.61	12.02	247.02	9.92	42.14	194.96
Jan-27	1.13	474.52	0.49	193.21			625.89	58.99	566.91	566.91		41.02		134.63			178.04	11.63	201.59	6.79	35.32	159.47
Jan-28	0.89	485.52	0.39	197.08			508.28	42.75	465.52	465.52		39.75		127.26			147.41	11.45	139.65	1.91	25.60	112.14
Итого:	16.73	Млн Т	7.22	Млн Т	-	млрд куб м	8430.45	804.67	7625.78	7625.78	0.00	896.58	0.00	1516.66	0.00	0.00	2360.63	169.49	2682.43	72.27	455.31	2154.84



SPE Эскалированные Цены и Затраты

Месторожд.:	Жетыбай + Сателлиты	
Вариант:	ЗР	
	Нач	Оканч
Прямое долевое участие:	100.0%	100.0%
Доля в доходах:	100.0%	100.0%

Номинальные ЧПС на 01 янв 18 (Млн долл.США)		
Ставка диск.	До налогов	После нал.
0.0%	3117.51	2420.37
5.0%	2347.54	1826.52
7.5%	2062.51	1605.87
10.0%	1826.00	1422.37
12.5%	1628.33	1268.67
15.0%	1461.94	1139.03
ВНР	100+	100+

Начало периода	Экспорт		Внутренний рынок		Газ		Общий вал. доход	НДПИ	Чистый доход	Доход подрядчика	Затраты по разв. и оценке	Капит. затраты	Иквитац затраты	Эксплуат. Расходы	Бонусны платежи	Выплаты / Возмещения	Неподоходные платежи	ЧПДС до налогов	Налог на сверхприбыль	Налог на прибыль	ЧПДС после нал.	
	Добыча	Цена	Добыча	Цена	Добыча	Цена																Млн долл. США
Jan-18	1.64	336.66	0.71	144.81			780.57	75.62	704.95	704.95		126.85		142.23			216.97	18.89	200.01	11.12	46.42	142.47
Jan-19	1.66	369.98	0.71	156.51			737.55	72.12	665.43	665.43		122.32		148.70			204.62	18.98	170.81	2.26	36.00	132.55
Jan-20	1.67	403.29	0.72	168.20			789.35	76.52	712.83	712.83		126.68		136.55			211.65	18.94	219.00	6.71	42.71	169.59
Jan-21	1.71	412.87	0.74	171.57			831.47	80.35	751.12	751.12		138.19		137.62			228.77	18.83	227.71	4.49	42.61	180.61
Jan-22	1.74	422.64	0.75	175.00			861.20	82.97	778.23	778.23		109.27		140.70			233.97	17.65	276.64	3.78	43.33	229.53
Jan-23	1.74	432.61	0.75	178.50			881.05	84.63	796.42	796.42		53.02		136.20			236.39	15.22	355.59	5.95	46.28	303.36
Jan-24	1.74	442.78	0.75	182.07			901.30	86.32	814.98	814.98		49.23		137.46			265.54	13.26	349.49	2.88	44.30	302.30
Jan-25	1.85	453.15	0.80	185.71			983.35	93.91	889.44	889.44		47.91		139.89			286.30	12.62	402.72	38.81	72.16	291.74
Jan-26	1.66	463.73	0.72	189.43			904.41	86.13	818.28	818.28		42.34		139.97			260.25	12.02	363.70	33.59	65.48	264.64
Jan-27	1.47	474.52	0.63	193.21			814.66	77.37	737.29	737.29		41.02		137.17			231.73	11.63	315.73	28.30	58.15	229.28
Jan-28	1.19	485.52	0.51	197.08			677.51	64.17	613.34	613.34		39.75		129.54			196.50	11.45	236.10	16.92	44.89	174.30
Итого:	18.06	Млн Т	7.79	Млн Т	-	млрд куб м	9162.42	880.12	8282.30	8282.30	0.00	896.58	0.00	1526.04	0.00	0.00	2572.69	169.49	3117.51	154.81	542.33	2420.37

**Assessment of the
Reserves of Kalamkas, Zhetybai
and Zhetybai Satellite Fields
as at 31st December, 2017**

Prepared for

Mangistaumunaigaz

January, 2018

Document Approval and Distribution

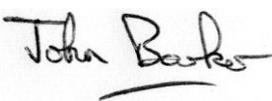
Copies: Electronic (1 PDF)
Paper (3 copies)

Project No: EL-17-206800

Prepared for: Mangistaumunaigaz

Approved by Gaffney, Cline & Associates

Project Manager:  _____ January, 2018
Alexey Makhonin, Senior Consultant

Reviewed by:  _____ January, 2018
John Barker, Technical Director

Confidentiality and Disclaimer Statement

This document is confidential and has been prepared for the exclusive use of the Client or parties named herein. It may not be distributed or made available, in whole or in part, to any other company or person without the prior knowledge and written consent of Gaffney, Cline & Associates (GCA). No person or company other than those for whom it is intended may directly or indirectly rely upon its contents. GCA is acting in an advisory capacity only and, to the fullest extent permitted by law, disclaims all liability for actions or losses derived from any actual or purported reliance on this document (or any other statements or opinions of GCA) by the Client or by any other person or entity.

Table of Contents

Introduction	1
Basis of Opinion	3
Conclusions	5
Discussion	7
1 Licence Terms	7
2 Data and Methodology	8
2.1 Drilling and Workover Activity	8
3 Kalamkas	11
3.1 Field Location.....	11
3.2 Field Description	11
3.3 Stock Tank Oil Initially in Place – STOIP.....	13
3.4 Field Performance.....	13
3.5 Reserves Assessment	14
3.5.1 Proved Reserves	15
3.5.2 Proved plus Probable and Proved plus Probable plus Possible Reserves	15
4 Zhetybai and Satellite Fields	16
4.1 Field Locations and Geological Setting	16
4.2 Seismic Review.....	17
4.3 Stock Tank Oil Initially in Place and Recovery to December, 2017	17
4.4 Drilling and Well Activities During 2017	18
4.5 Zhetybai Field	19
4.6 Asar Field.....	22
4.7 East Zhetybai Field	23
4.8 South Zhetybai Field.....	23
4.9 Oimasha Field.....	23
4.10 Burmasha Field.....	23
4.11 Pridorozhnoe Field.....	23
4.12 Aschiagar Field	24
4.13 Airantakyr Field	24
4.14 Alatyube Field	24
4.15 North Karagie Field.....	24
4.16 North Akkar Field	25
4.17 Atanbai Field	25
4.18 Bekturly Field	25

4.19	Reserves Assessment	25
4.19.1	Proved Reserves	26
4.19.2	Proved plus Probable and Proved plus Probable plus Possible Reserves	26
4.20	Overall Results of Zhetybai and Satellite Fields	27
4.21	Kalamkas and Zhetybai plus Satellite Fields Combined Production	27
5	Costs.....	29
5.1	Background.....	29
5.2	Operating Costs (OPEX).....	29
5.3	Capital Costs (CAPEX).....	30
6	Forecasts.....	32
7	Economics.....	39
7.1	Fiscal Terms	39
7.2	Pricing and Inflation Assumptions.....	40
7.3	Results	40
8	Reserves Adjustments Since Year-End 2016.....	44

List of Figures

Figure 1:	Mangistaumunaigaz Producing Assets Location Map.....	2
Figure 2:	Kalamkas Field Structural Map of J1 Producing Horizon	11
Figure 3:	Kalamkas Field Stratigraphic Column.....	12
Figure 4:	Kalamkas Field Production History	13
Figure 5:	Kalamkas Field Annual Field Production Forecast to 2028 (SPE PRMS).....	15
Figure 6:	Zhetybai and Satellite Fields Location Map	16
Figure 7:	Zhetybai Field Structural Map of J8 Producing Horizon	19
Figure 8:	Zhetybai Field Schematic Structural Cross-Section	20
Figure 9:	Zhetybai and Satellite Fields Production History	21
Figure 10:	Asar Field Production History and Water Cut	22
Figure 11:	Zhetybai Plus Satellite Fields Annual Field Production Forecast (SPE PRMS)	27
Figure 12:	Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields Combined Annual Field Production Forecast (SPE PRMS)	28

List of Tables

Table 1:	Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields Oil Reserves as at 31 st December, 2017 (SEC Rules)	5
Table 2:	Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields Oil Reserves as at 31 st December, 2017 (SPE PRMS).....	6
Table 3:	Field NPV ₁₀ as at 31 st December, 2017 (SEC Rules).....	6
Table 4:	Field NPV ₁₀ as at 31 st December, 2017 (SPE PRMS).....	6
Table 5:	Summary of Licence Terms	7
Table 6:	MMG's Target Drilling and Workover Schedule.....	9
Table 7:	Kalamkas Field Summary of Results of Rig Activities, First 9 Months of 2017	14
Table 8:	New Well Initial Production and Decline Rates, Kalamkas.....	14
Table 9:	Zhetybai and Satellite Fields Producing Horizons by Stratigraphic Sequence.....	17
Table 10:	Zhetybai and Satellite Fields STOIP and EUR Volumes and Implied Recovery Efficiency to December, 2017	18

Table 11: Zhetybai and Satellites Summary of Results of Rig Activities, First 9 Months of 2017	18
Table 12: New Well Initial Production and Decline Rates, Zhetybai and Satellites	26
Table 13: Analysis of 2017 (9 Months) Field-Level Operating Costs (MMKzTg).....	30
Table 14: Summary of Capital Costs SEC and SPE PRMS (MMKzTg)	30
Table 15: Allocation of Drilling Capex Between KMG and ZMG.....	31
Table 16: Kalamkas Proved Production and Cost Input Profiles SEC	32
Table 17: Kalamkas Proved Plus Probable Production and Cost Input Profiles SEC.....	33
Table 18: Kalamkas Proved Plus Probable Plus Possible Production and Cost Input Profiles SEC .	33
Table 19: Kalamkas Proved Production and Cost Input Profiles SPE PRMS	34
Table 20: Kalamkas Proved Plus Probable Production and Cost Input Profiles SPE PRMS.....	34
Table 21: Kalamkas Proved Plus Probable Plus Possible Production and Cost Input Profiles SPE PRMS.....	35
Table 22: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Production and Cost Input Profiles SEC	35
Table 23: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Production and Cost Input Profiles SEC	36
Table 24: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Plus Possible Production and Cost Input Profiles SEC	36
Table 25: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Production and Cost Input Profiles SPE PRMS.....	37
Table 26: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Production and Cost Input Profiles SPE PRMS.....	37
Table 27: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Plus Possible Production and Cost Input Profiles SPE PRMS.....	38
Table 28: GCA 1Q 2018 Brent Crude Oil Price Scenario	40
Table 29: Contribution of Individual Fields to Total SEC Reserves as at 31 st December, 2017	41
Table 30: Contribution of Individual Fields to Total SPE PRMS Reserves as at 31 st December, 2017	42
Table 31: After-Tax NPV ₁₀ of the Operating Entities to SEC Rules as at 31 st December, 2017	42
Table 32: After-Tax NPV ₁₀ to SPE PRMS Guidelines and Definitions as at 31 st December, 2017	43
Table 33: Adjustments in SEC Reserves Since the 2016 Assessment.....	44
Table 34: Adjustments in SPE PRMS Reserves Since the 2016 Assessment.....	44
Table 35: Reasons for Adjustments in SPE PRMS Proved plus Probable Reserves Since the 2016 Assessment.....	45

Appendices

Appendix I:	Glossary
Appendix II:	SPE PRMS Definitions
Appendix III:	SEC Reserve Definitions
Appendix IV:	Cash Flow Outputs

Introduction

At the request of Mangistaumunaigaz (MMG), Gaffney, Cline & Associates (GCA) has conducted an update of the Reserves attributed to its oil fields in the Mangistau region, onshore Kazakhstan, for the two production entities, KalamkasMunaiGas (KMG) and ZhetybaiMunaiGas (ZMG) as at 31st December, 2017 for the purposes of MMG's annual reserves reporting. These entities contain the producing oil fields, Kalamkas, Zhetybai and the Zhetybai Satellites (Figure 1).

MMG is a joint venture between KazMunaiGas (50%) and the Chinese National Petroleum Corporation (CNPC) (50%), and has a 100% working interest in the listed fields.

At MMG's request both SPE PRMS¹ guidelines and SEC Rules² have been used as the basis for the classification and categorization of hydrocarbon volumes.

This report is based on the data set made available by MMG including production, results of drilling and other well activities, geological, geophysical, petrophysical and engineering data and reports, together with financial data and other information pertaining to the fiscal and contractual terms applicable to its Licences. GCA has accepted without independent verification, the accuracy and completeness of these data.

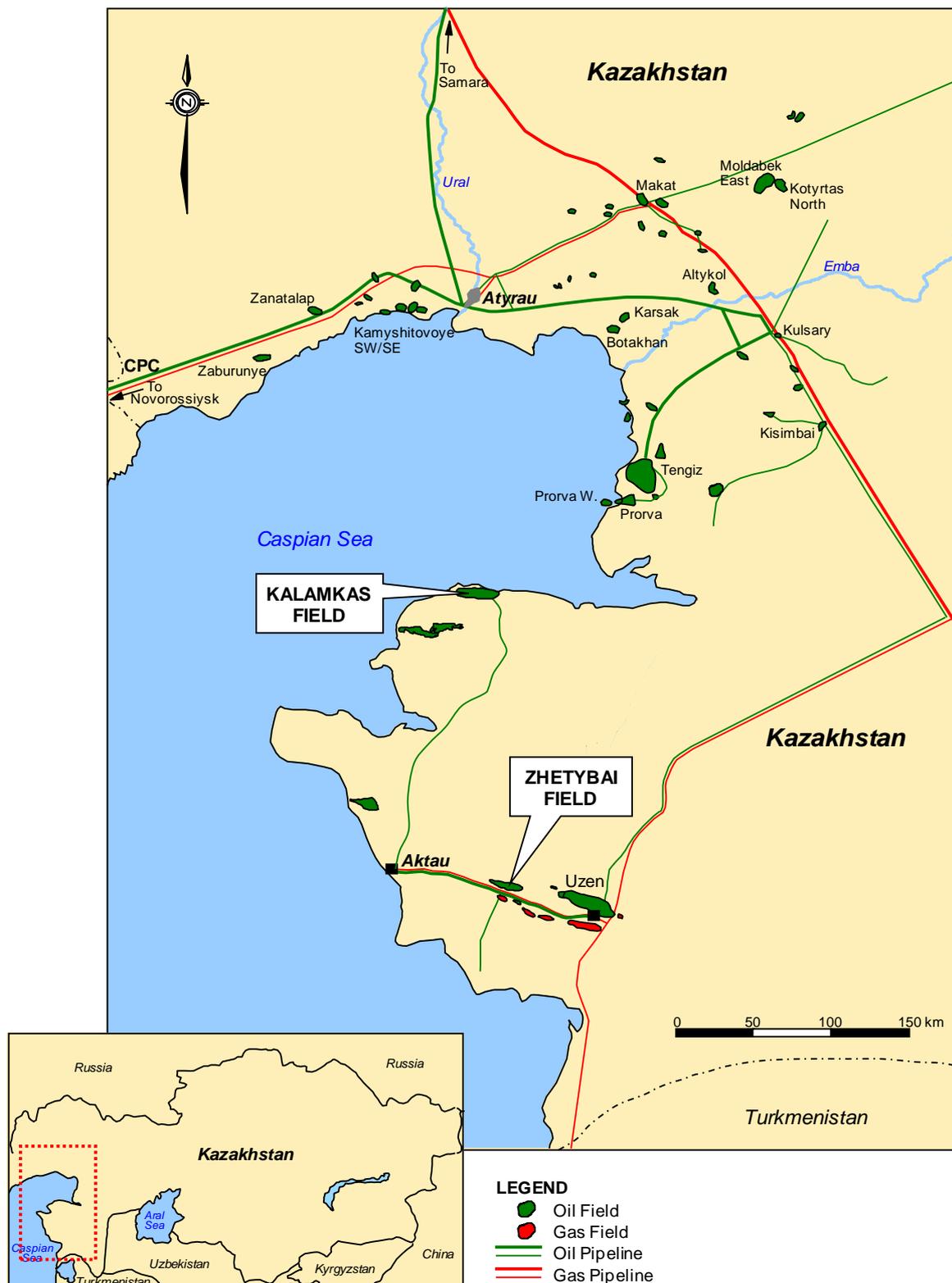
This report relates specifically and solely to the subject matter as defined in the scope of work (SOW), as set out herein, and is conditional upon the specified assumptions. The report must be considered in its entirety and must only be used for the purpose for which it is intended.

A glossary of industry standard abbreviations is contained in Appendix I, some or all of which may have been used in this report.

¹ SPE PRMS is the Petroleum Resources Management System published by the Society of Petroleum Engineers (SPE), the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG) and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) in March 2007.

² SEC Rule 4-10(a) of the Securities Exchange Act of 1934, with due regard to the amended rules effective January, 2010. GCA has also carried out the calculation of standardized measure of discounted future net cash flows relating to oil and gas properties (SMOG) in accordance with Paragraph 30 of the Statement of Financial Accounting Standards 69 (SFAS 69)

Figure 1: Mangistaumunaigaz Producing Assets Location Map



Basis of Opinion

This document reflects GCA's informed professional judgment based on accepted standards of professional investigation and, as applicable, the data and information provided by the Client and/or obtained from other sources (e.g., public domain), the limited scope of engagement, and the time permitted to conduct the evaluation.

In line with those accepted standards, this document does not in any way constitute or make a guarantee or prediction of results, and no warranty is implied or expressed that actual outcome will conform to the outcomes presented herein. GCA has not independently verified any information provided by, or at the direction of, the Client and/or obtained from other sources, and has accepted the accuracy and completeness of this data. GCA has no reason to believe that any material facts have been withheld, but does not warrant that its inquiries have revealed all of the matters that a more extensive examination might otherwise disclose.

The opinions expressed herein are subject to and fully qualified by the generally accepted uncertainties associated with the interpretation of geoscience and engineering data and do not reflect the totality of circumstances, scenarios and information that could potentially affect decisions made by the report's recipients and/or actual results. The opinions and statements contained in this report are made in good faith and in the belief that such opinions and statements are representative of prevailing physical and economic circumstances.

In the preparation of this report, GCA has used definitions contained within the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists and the Society of Petroleum Evaluation Engineers in March 2007 (see 0). GCA has also reported Reserves according to Part 210 Rule 4-10(a) of Regulation S-X of the US Securities and Exchange Commission (see 0).

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves and resources, and in projecting future production, development expenditures, operating expenses and cash flows. Oil and gas resources assessments must be recognized as a subjective process of estimating subsurface accumulations of oil and gas that cannot be measured in an exact way. Estimates of oil and gas resources prepared by other parties may differ, perhaps materially, from those contained within this report.

The accuracy of any resource estimate is a function of the quality of the available data and of engineering and geological interpretation. Results of drilling, testing and production that post-date the preparation of the estimates may justify revisions, some or all of which may be material. Accordingly, resource estimates are often different from the quantities of oil and gas that are ultimately recovered, and the timing and cost of those volumes that are recovered may vary from that assumed.

Oil and condensate volumes are reported in millions (10^6) of tons at stock tank conditions (MMT). Standard conditions are defined as 14.7 psia and 60°F.

Definition of Reserves and Resources

Reserves are those quantities of petroleum that are anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria, based on the development project(s) applied: discovered, recoverable, commercial and remaining (as of the evaluation date).

Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status. All categories of reserves volumes quoted herein have been derived within the context of an economic limit test (ELT) assessment (pre-tax and exclusive of accumulated depreciation amounts) prior to any net present value (NPV) analysis.

GCA has not undertaken a site visit and inspection as part of this Reserves assessment as one was not requested by MMG and GCA was not made aware of any material changes to field operations since its last site visit in 2012. As such, GCA is not in a position to comment on the operations or facilities in place, their appropriateness and condition, or whether they are in compliance with the regulations pertaining to such operations. Further, GCA is not in a position to comment on any aspect of health, safety, or environment of such operation.

This report has been prepared based on GCA's understanding of the effects of petroleum legislation and other regulations that currently apply to these properties. However, GCA is not in a position to attest to property title or rights, conditions of these rights (including environmental and abandonment obligations), or any necessary licences and consents (including planning permission, financial interest relationships, or encumbrances thereon for any part of the appraised properties).

Use of Net Present Values

It should be clearly understood that the NPVs contained herein do not represent a GCA opinion as to the market value of the subject property, nor any interest in it.

In assessing a likely market value, it would be necessary to take into account a number of additional factors including reserves risk (i.e., that Proved and/or Probable and/or Possible reserves may not be realised within the anticipated timeframe for their exploitation); perceptions of economic and sovereign risk, including potential change in regulations; potential upside; other benefits, encumbrances or charges that may pertain to a particular interest; and, the competitive state of the market at the time. GCA has explicitly not taken such factors into account in deriving the NPVs presented herein.

Qualifications

In performing this study, GCA is not aware that any conflict of interest has existed. As an independent consultancy, GCA is providing impartial technical, commercial, and strategic advice within the energy sector. GCA's remuneration was not in any way contingent on the contents of this report.

In the preparation of this document, GCA has maintained, and continues to maintain, a strict independent consultant-client relationship with MMG. Furthermore, the management and employees of GCA have no interest in any of the assets evaluated or related with the analysis performed, as part of this report.

Staff members who prepared this report hold appropriate professional and educational qualifications and have the necessary levels of experience and expertise to perform the work.

Conclusions

1. GCA's estimates of the Reserves attributable to MMG as at 31st December, 2017 are shown in millions of tonnes (MMT) in Table 1 (Reserves assessed under SEC Rules) and Table 2 (Reserves assessed in accordance with the SPE PRMS definitions and guidelines, Forecast Case assumptions).
2. After adjusting for production since 31st December, 2016, there has been a net upward revision in total MMG Reserves for all three Reserve Categories under both SPE PRMS guidelines and SEC rules.
3. There has been an increase in actual 2017 US\$ based operating expenditures (OPEX) compared with 2016. This is only partly as a result of a change in the KzTg/US\$ exchange rate (340.0 in the 2016 year end assessment, compared with 326.2 in the current assessment). Forecast capital expenditures (CAPEX) also increased from the previous Business Plan due to an increase in planned drilling activity.
4. Net Present Values (NPV) of future production have been estimated at a 10% discount rate and are provided in Table 3 for NPVs assessed under SEC Rules and Table 4 for NPVs assessed in accordance with the SPE PRMS definitions and guidelines.
5. The Reserves and NPVs estimated under SEC Rules were based on a flat Brent oil price of US\$54.42/Bbl, determined from the oil price formula mandated by the SEC Rules.
6. The Reserves and NPVs estimated under SPE PRMS Rules are based on GCA 1Q 2018 Brent Crude Oil Price Scenario,
7. Based on sales data for the first 9 months of 2017, GCA estimated a discount of US\$10.28 per Bbl for export sales and a 2017 domestic price of US\$19.65 per Bbl net of transportation costs and VAT.
8. During the first nine months of 2017, 63 vertical wells and 1 horizontal well were drilled in Kalamkas and 75 vertical wells in Zhetybai and Satellites. The total is consistent with the same period in 2016, but with a higher proportion of the wells drilled on Zhetybai.

**Table 1: Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields
Oil Reserves as at 31st December, 2017 (SEC Rules)**

Fields	Proved Developed (MMT)	Total Proved (MMT)	Proved + Probable (MMT)	Proved + Probable + Possible (MMT)
Kalamkas	28.85	33.93	36.92	39.72
Zhetybai plus Satellite Fields	14.34	20.78	22.71	24.58
Total	43.19	54.71	59.63	64.30

Notes:

1. Total Proved Reserves, Proved plus Probable Reserves and Proved plus Probable plus Possible Reserves are curtailed by License Expiry, as no Economic Limit was reached. The Proved Developed Reserves are curtailed for Zhetybai by the Economic Limit in 2026.
2. GCA has truncated the drilling and workover programme for the SEC case in 2022.
3. Based on 2017 average Brent Price as defined by the SEC and constant costs.

**Table 2: Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields
Oil Reserves as at 31st December, 2017 (SPE PRMS)**

Fields	Proved Developed (MMT)	Total Proved (MMT)	Proved + Probable (MMT)	Proved + Probable + Possible (MMT)
Kalamkas	29.47	34.66	37.86	40.71
Zhetybai plus Satellite Fields	16.30	21.77	23.95	25.85
Total	45.77	56.44	61.81	66.56

Notes:

1. Proved Developed Reserves, Proved Reserves, Proved plus Probable Reserves and Proved plus Probable plus Possible Reserves are curtailed by License Expiry as no Economic Limit was reached.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Based on GCA 1st Quarter 2018 Brent Price Scenario and escalated costs.

Table 3: Field NPV₁₀ as at 31st December, 2017 (SEC Rules)

Fields	After-Tax NPV ₁₀ (US\$ MM)			
	Proved Developed	Total Proved	Proved + Probable	Proved + Probable + Possible
Kalamkas	1,409	1,597	1,747	1,857
Zhetybai plus Satellite Fields	682	787	909	1,009

Notes:

1. The NPVs are calculated from discounted cash flows incorporating the fiscal terms governing the assets.
2. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Table 4: Field NPV₁₀ as at 31st December, 2017 (SPE PRMS)

Fields	After-Tax NPV ₁₀ (US\$ MM)			
	Proved Developed	Total Proved	Proved + Probable	Proved + Probable + Possible
Kalamkas	1,796	2,050	2,240	2,382
Zhetybai plus Satellite Fields	931	1,150	1,310	1,422

Notes:

1. The NPVs are calculated from discounted cash flows incorporating the fiscal terms governing the assets.
2. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.

Discussion

1 Licence Terms

The licence terms pertaining to the fields are summarised in Table 5. MMG holds 100% working interest in all of these licences.

With the exception of the Zhetybai Satellite Fields: South Zhetybai, Oimasha and Alatyube, which expire in December, 2022, all of the licences expire in December, 2028. For the purposes of the Reserves assessment, it is assumed that all of the licences will terminate with expiration.

Table 5: Summary of Licence Terms

	Field	Contract	Licence			
			Series	No.	Issue date	Duration
1.	Kalamkas	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	935	08.12.97	31 years with possible extension
2.	Zhetybai	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	929	08.12.97	31 years with possible extension
3.	South Zhetybai	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	927	08.12.97	25 years with possible extension
4.	East Zhetybai	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	930	08.12.97	31 years with possible extension
5.	Asar	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	932	08.12.97	31 years with possible extension
6.	Oimasha	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	928	08.12.97	25 years with possible extension
7.	Alatyube	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	931	08.12.97	25 years with possible extension
8.	North Akkar	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	937	08.12.97	31 years with possible extension
9.	Burmasha	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	926	08.12.97	31 years with possible extension
10	North Karagie	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	933	08.12.97	31 years with possible extension
11	Bekturly	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	934	08.12.97	31 years with possible extension
12	Pridorozhnoe	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	936	08.12.97	31 years with possible extension
13	Aschiagar	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	939	08.12.97	31 years with possible extension
14	Atanbai-Sartyube	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	938	08.12.97	31 years with possible extension
15	Airantakyr	№ 170 dd. 17.01.98	ГКИ	946	08.12.97	31 years with possible extension

2 Data and Methodology

GCA has built a database of reports, well information and studies provided by MMG. These data have provided a basis for GCA's knowledge and understanding of the assets, which has been supplemented by further data acquired in the course of this Reserves assessment. The Reserves are based primarily on field and well production performance and the results of new wells drilled during 2017, including workovers and special treatments.

Volumes of stock tank oil initially in place (STOIIP) and recoverable oil are reported by MMG under the Kazakh classification system as A, B, C1 and C2. There is no direct comparison between the Kazakh classification and either the SPE PRMS or SEC systems. However, the studies performed by the institutes follow a rigorous and thorough procedure and the estimates of STOIIP are generally considered to be a reasonable assessment of the best estimate oil in place. This can be used as a benchmark for checking that performance-based recovery factors are reasonable.

The approved State Reserves are updated from time to time for each field so, depending on when the most recent study was performed, the STOIIP and Reserves estimates may not include recent data, and therefore may be out of date. Recent technical studies may not yet have been approved by the State Reserves Committee, although they may still be valid data for this Reserves assessment.

For this Reserves assessment, GCA has received a table of current approved estimates of STOIIP and recoverable oil; however, GCA has not been provided with the results of any updated seismic or studies in support of the revised STOIIP or recoverable volumes and has been unable to verify the reasonableness of these estimates.

GCA has validated its base field decline rate assumptions for Kalamkas, Zhetybai and Satellite fields by calculating the change in individual well rates over the four year period from November, 2013 to September, 2017 for Zhetybai plus satellites and over the six year period from September 2011 to September, 2017 for Kalamkas, excluding any wells that were drilled during this period. The aggregated well rates for some of the fields actually increased, indicating that there were likely benefits from workover activities and/or pressure maintenance. Any assumed base field decline rate must, therefore, be higher than these aggregated decline rates. The exercise generally supported the decline rates assumed by GCA for the Proved Reserves.

2.1 Drilling and Workover Activity

A drilling schedule was provided for Kalamkas and Zhetybai plus satellites for the Business Plan period 2018 to 2022 for each field. GCA has not changed its assumed drilling beyond 2022, with drilling only on Asar, as per its long term development plan. Provided that the Business Plan drilling schedule is implemented, it would be reasonable to assume that drilling will continue beyond 2022 for those fields with licence expiry in 2028, hence the production forecasts that extend beyond 2022 are expected to be conservative.

A workover programme for Kalamkas and Zhetybai plus satellites was provided for each category of workover: reactivations, recompletions, reperforations and fracing. A detailed analysis of the workovers performed during the first nine months of 2017 was also provided, enabling GCA to assign initial rates to each category of workover with a reasonable degree of confidence.

Reserves adjustments on a field by field basis from the 2016 assessment are largely dependent on the distribution in the future drilling and workover programme between individual fields, and MMG's target production levels.

MMG's Business Plan is based on the drilling and workover schedule presented in Table 6. This plan represents a shift in drilling focus from Zhetybai to Kalamkas compared with the previous year's 2017 to 2021 Business Plan. MMG currently has the technical capability to achieve these drilling targets, as demonstrated by the actual 2017 results, and GCA has accepted MMG's drilling plan.

Table 6: MMG's Target Drilling and Workover Schedule

Kalamkas

	# New Wells	# New Wells/ sidetracks Horizontal	Re- activations	Re- completions	Reperfs	Frac Inc Acid
2017 9 month actual	63	1	1	39	23	51
2018	65	0	0	25	15	35
2019	77	0	0	38	19	35
2020	77	0	0	38	19	35
2021	77	0	0	38	19	35
2022	74	0	0	38	19	35

Zhetybai plus Satellites

	# New Wells	# New Wells/ sidetracks Horizontal	Re- activations	Re- completions	Reperfs	Frac Inc Acid
2017 9 month actual	75	0	46	72	19	47
2018	86	7	81	40	20	44
2019	92	6	123	27	16	42
2020	53	7	18	27	16	55
2021	81 ¹	7	0	27	16	67
2022	74 ¹	3	0	27	16	73

Note:

1. There are 12 wells in 2021 and 2022 in the Business Plan for S Zhetybai, Oimasha and Alatyube that are not commercial and are excluded from this total

Based on an assessment of production performance and the expected benefits of future drilling and workover activities, GCA has assessed the likelihood of achieving MMG's annual target over the Business Plan period to 2022. In the absence of any new wells to support production rates, the field decline beyond 2022 will depend on the assumed decline rates attributed to the individual fields.

GCA has not been provided with any studies that would support any increase in the overall ultimate recovery from any of the fields. The increase in planned drilling and workover activities will primarily accelerate production and hence oil recovery within the licence term.

In re-assessing the well and field decline rates with the new drilling schedule, GCA has benchmarked the field ultimate recoveries to ensure that they are still consistent with all the data and the State approved estimates of STOIP.

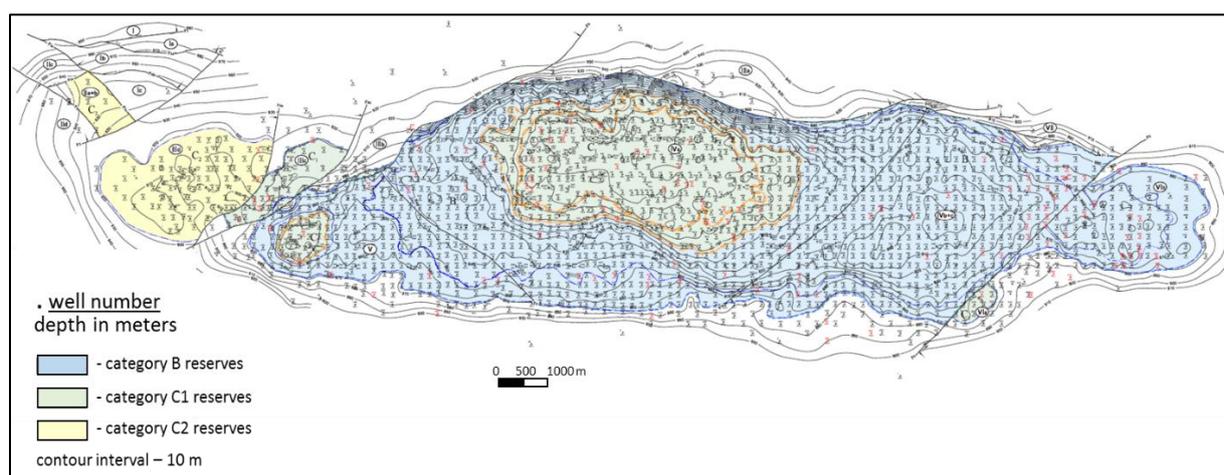
3 Kalamkas

3.1 Field Location

The Kalamkas Field is located in the Mangistau region of the Republic of Kazakhstan, approximately 418 km north-northeast of Aktau (Figure 1). Access to Kalamkas is by a two-lane asphalt road, which is passable during flooding as it passes along high ground west and north of a flood prone area.

The Kalamkas Field has a surface area of 57 km² and is elongated in an east-west direction with a length of 13 km and a width of 7 km. Figure 2 shows one of the main producing horizons of the field, J1.

Figure 2: Kalamkas Field Structural Map of J1 Producing Horizon



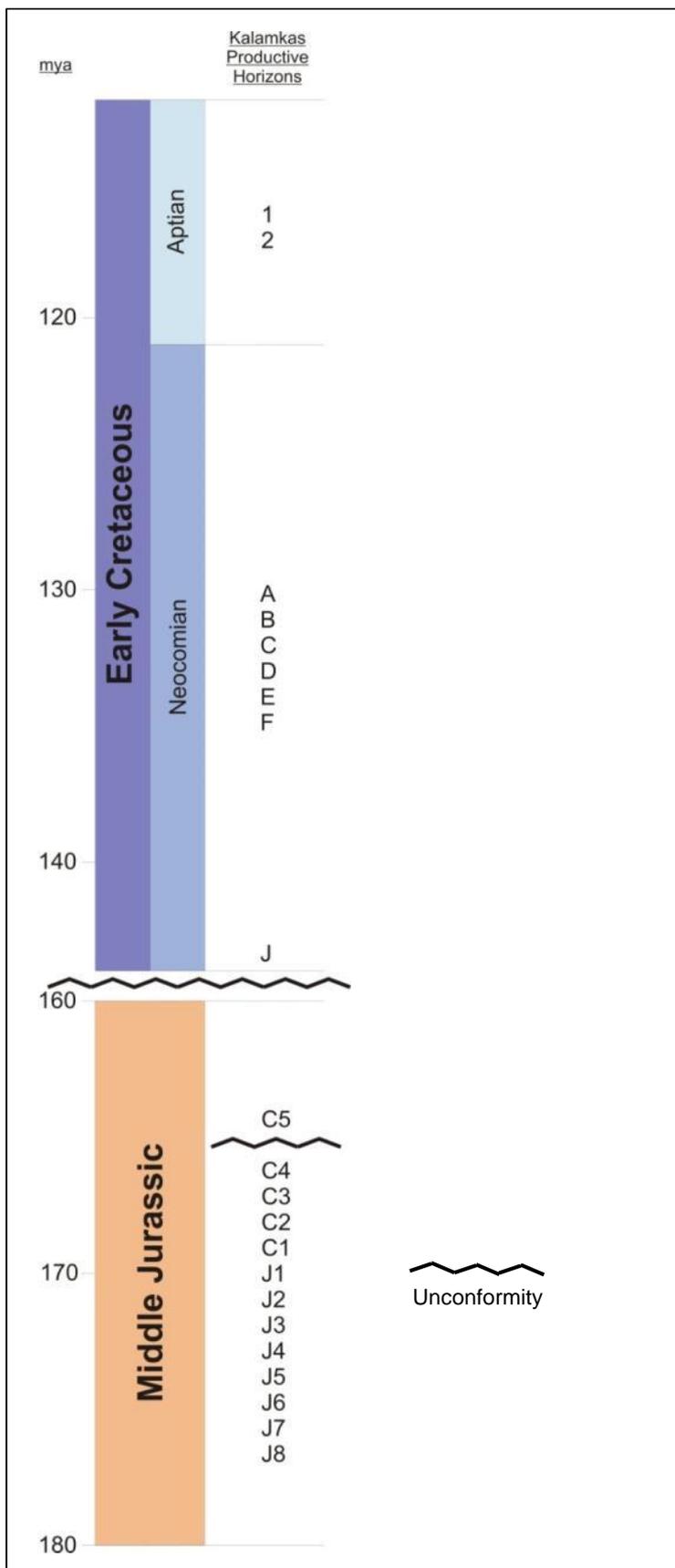
Source: MMG

3.2 Field Description

The reservoirs in Kalamkas are sandstones of Early Cretaceous and Middle Jurassic age, occurring at depths ranging from 550 to 900 m (Figure 3). The Cretaceous sands contain mostly gas whilst the Jurassic contains the bulk of the oil with gas caps in several of the sands. The gas in the Cretaceous occurs predominantly in stratigraphic traps with different GWCs. The gas and oil columns in the Jurassic are approximately 50 m and 125 m thick respectively, and the GOC is generally uniform. Variations in the OWC are generally attributed to fault compartmentalisation. Faults within the MMG geological model are positioned based on these contact variations.

Production from the field is almost exclusively from the Jurassic. There are two main units within the Jurassic, those stratigraphically affected by the top-Jurassic unconformity (C1-C5) and those below this erosion surface (J0-J6). The upper C group of reservoirs has contributed around 40% of historical production with 60% from the lower J Group. Production is currently split approximately evenly between the two groups. The primary trapping mechanism in the field is an east-west oriented doubly plunging anticline. Towards the flanks of the field, the top of the structure remains fairly uniform whilst the underlying strata plunge deeper, such that the entire structure is thicker.

Figure 3: Kalamkas Field Stratigraphic Column



3.3 Stock Tank Oil Initially in Place – STOIP

GCA has not performed its own independent STOIP assessment but has reviewed available studies in the past and accepts the current State approved estimate of 639 MMT as a representative estimate of A + B + C1 STOIP.

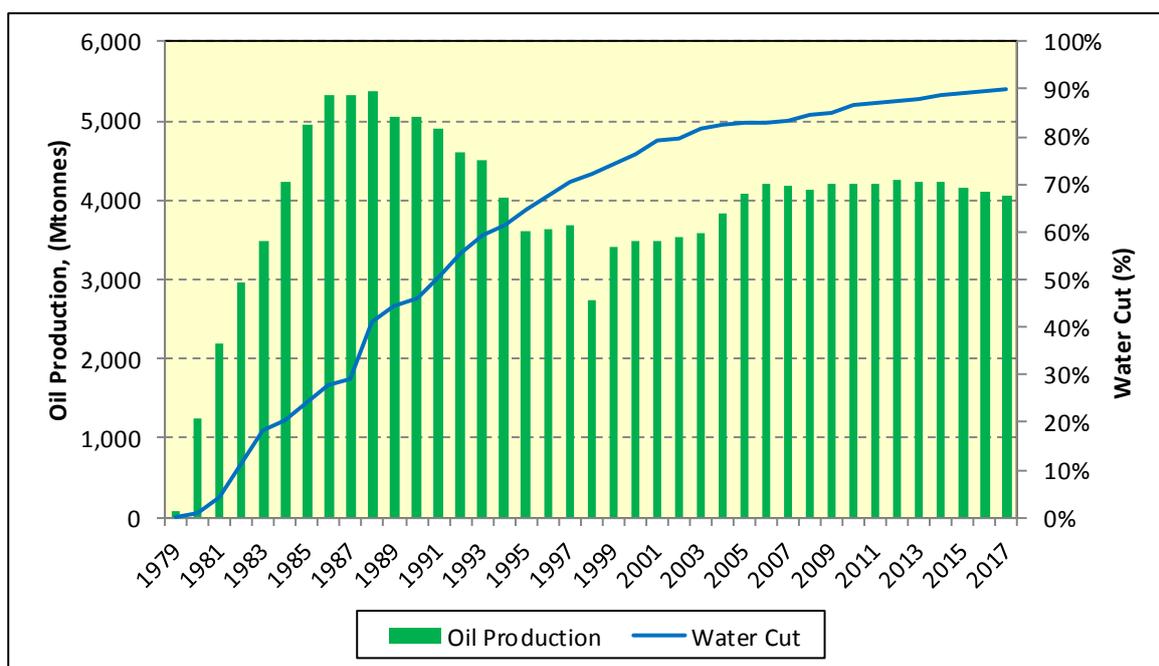
3.4 Field Performance

The Kalamkas Field came on production in 1979. There are a total of twelve Jurassic horizons that have been developed in the field, namely C5, C4, C3, C2, C1, J0, J1, J2, J3, J4, J5 and J6. Production levels have steadily increased since a low in 1998, through a programme of drilling, well treatments and water injection. The historical oil production from the Kalamkas Field is shown in Figure 4.

The production history of the Kalamkas Field can be split into four periods:

1. The Build-up period (1979 – 1986) during which the field came on-stream and production increased from the drilling of new wells;
2. The Plateau period (1986 – 1988) during which oil production stabilised;
3. Decline period (1989 – 1997) during which oil production declined mainly due to the lack of financing to maintain appropriate levels of drilling and operating expenditures to the support plateau rate; and
4. Production increase (1998+) onwards during which there was an aggressive drilling and workover campaign carried-out in the field. Production increased until about 2006 and remained relatively constant until 2012, and has been on a slight decline ever since. Ongoing drilling, workover and production optimisation operations will need to be maintained in order to prevent this decline from accelerating.

Figure 4: Kalamkas Field Production History



Source: MMG

Total field oil production until 31st December, 2017 was 152.5 MMT, which is equivalent to a recovery of 23.9% of the State Institute approved A+B+C1 STOIP of 639 MMT. The field water cut averaged 89.9% over the year 2017, a very slight increase over the previous year.

The Kalamkas Field production performance as of 30th November, 2017 was as follows:

- Oil production rate 11,050 Tpd; and
- Water production rate 109,800 Tpd. (WC 89.9%).

Water cut development started early in the field life and has increased steadily (Figure 4). The reservoir pressure in Kalamkas Field is maintained by water injection, which commenced in September, 1980. The water is injected into each oil zone on an irregular pattern using dedicated zone producers and injectors, with an aim to increase oil displacement and sweep efficiency.

The results of the rig activities in Kalamkas during the first 9 months of 2017 are summarised in Table 7.

These rates have been used as a basis for assigning the performance of future activities.

Table 7: Kalamkas Field Summary of Results of Rig Activities, First 9 Months of 2017

Activity	Number of Activities	Average Rate(T/day)
New Vertical	63	11.1
New Horizontal	1	6.2
Recompletion	39	4.6
Reperforation	23	3.0
Frac	51	6.7

3.5 Reserves Assessment

GCA has estimated oil Reserves for Kalamkas based on field performance, with provision for future new wells and workovers, consistent with the MMG rig schedule to 2022. Oil recovery from Kalamkas depends not only on the existing wells but also on the successful drilling of new wells and workovers. GCA understands that no further horizontal wells are currently planned for Kalamkas.

Potential incremental oil from new wells, recompletions, reactivations and perforations has been included in GCA's forecasts, based on the 2017 results. GCA reviewed the results of new wells and workovers performed during the first 9 months of 2017 to establish representative type well initial rates and declines.

The base field decline rate and new well performance assumptions for Kalamkas are shown in Table 8, based on the average new well performance achieved during the first 9 months of 2017.

Table 8: New Well Initial Production and Decline Rates, Kalamkas

	Base Field Decline Rate	Initial New Well Rate (Tpd)	New Well Decline Rate
Proved	9.9%	9.4	17.3%
Proved + Probable	9.0%	11.0	15.0%
Proved + Probable + Possible	7.7%	12.7	12.8%

3.5.1 Proved Reserves

Proved developed Reserves include the benefits of ongoing workovers (including fracs).

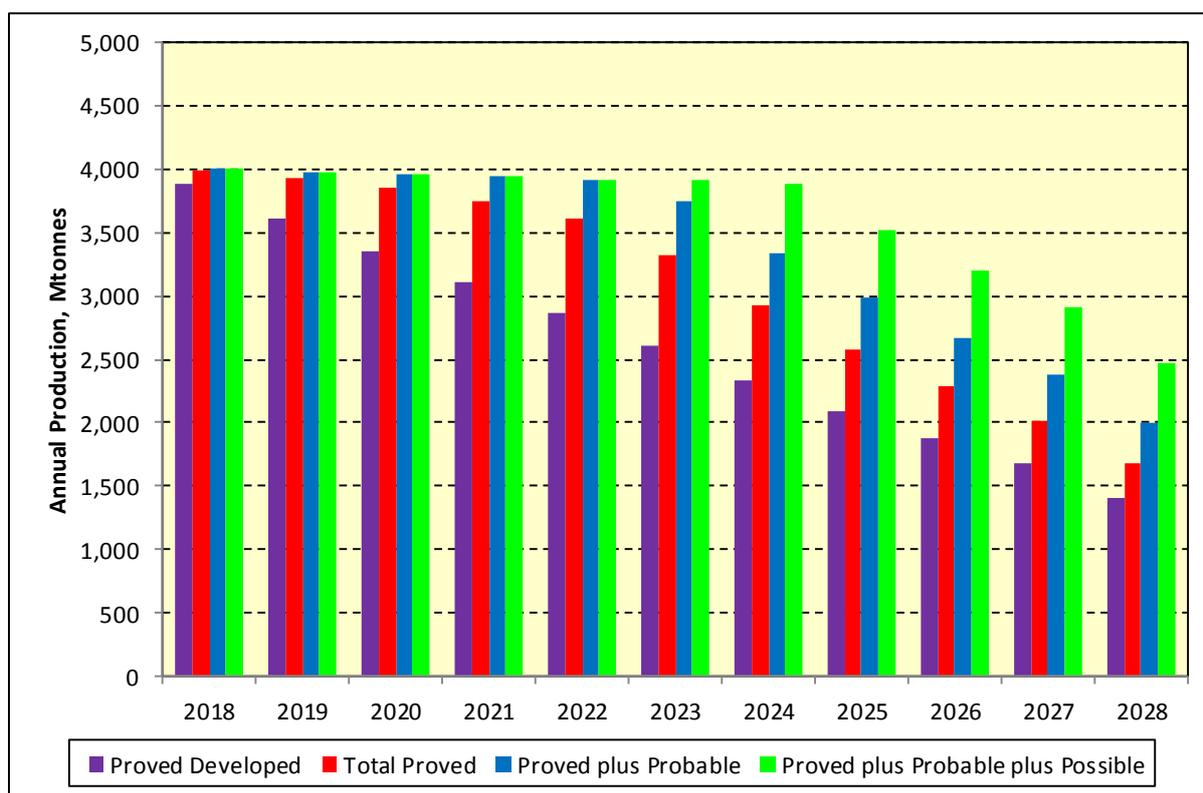
Adjusting for 2017 production, there is an increase in SPE PRMS Proved Developed Reserves of 12.4% and 13.0% in Total Proved Reserves over the 2016 assessment.

3.5.2 Proved plus Probable and Proved plus Probable plus Possible Reserves

Adjusting for 2017 production, there is an increase in the SPE PRMS Proved plus Probable Reserves of 9.8% and an increase of 5.3% in the Proved plus Probable plus Possible Reserves.

The Kalamkas production forecasts for all three Reserve categories (under SPE PRMS) are plotted in Figure 5.

Figure 5: Kalamkas Field Annual Field Production Forecast to 2028 (SPE PRMS)

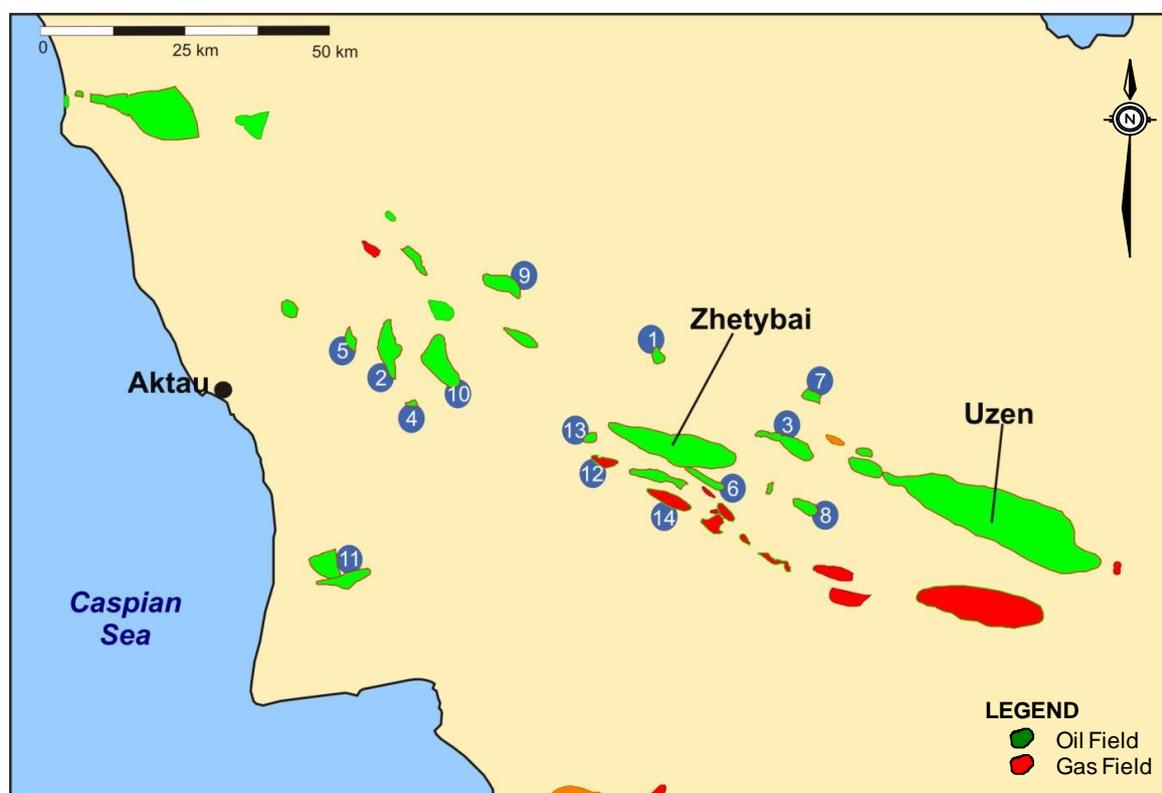


4 Zhetybai and Satellite Fields

4.1 Field Locations and Geological Setting

The Zhetybai Field and the associated Satellite Fields are located approximately 70 km east-southeast of Aktau, in the vicinity of the giant Uzen Field (Figure 6).

Figure 6: Zhetybai and Satellite Fields Location Map



14 satellite fields:

- | | |
|---------------------|-------------------------|
| 1. Airantakyr | 8. East Zhetybai |
| 2. Alatyube | 9. North Akkar |
| 3. Asar | 10. North Karagie |
| 4. Aschiagar | 11. Oimasha |
| 5. Atambai-Sartyube | 12. Pridorozhnoye |
| 6. Bekturly | 13. North Pridorozhnoye |
| 7. Burmasha | 14. South Zhetybai |

Source: Onepetro

Access to the Zhetybai area is by a two-lane asphalt road that passes south of the main Zhetybai Field and on to the Uzen Field. A rail line extends from Aktau to Uzen and passes just south of Zhetybai. The main production facilities and buildings are located south of the main highway and the Zhetybai town centre is about 3 km north-northwest of the main field.

The 14 Zhetybai Satellite Fields are located within a 60 km radius from the centre of Zhetybai, though most are at a significantly closer distance. All the Satellite Fields are tied back to the Zhetybai Central Processing Facility and share common facilities and workshops.

Zhetybai and the Satellite Fields are very similar in their geological character, with the productive units being primarily Mid-Jurassic sandstones. About half of the Satellite Fields include deeper productive units, from the Early to Middle Triassic. The Oimasha Field contains the oldest discovered hydrocarbons, which are Mid-Palaeozoic. With the exception of the Asar Field the Satellite Fields generally have far fewer productive horizons, typically 2-4. Table 9 lists the actively producing horizons in each field.

Table 9: Zhetybai and Satellite Fields Producing Horizons by Stratigraphic Sequence

	Zhetabai	Asar	S Zhetabai	Bekturly	EZhetabai	Atanbai	Aschiagar	Airantakyr	N Akkar	Oimasha	Pridorozhnaya	N Karagi	Alatyube	Burmasha
Jurassic	02	02A	02	02										
		02B												
	03	03A	03							03				
		03B												
	04	04	04											
	05A	05	05											
	05B													
	06A													
	06B	06B												
	07	07B												
	08	08A			08									
	09	09A			09									
		09B												09
	10	10A		10	10A									
		10B			10B									
	11	11		11	11			11						
12														
13														
	XA1													
Triassic						T2	T2		T2		T2		T2	
													T2B	
							T3		T3		T3	T3		
Palaeozoic										Olenic				
										Granite				

4.2 Seismic Review

For this assessment, GCA has not received the results of any seismic interpretation.

4.3 Stock Tank Oil Initially in Place and Recovery to December, 2017

GCA has been provided with an updated table of State approved STOIP and Estimated Ultimate Recovery (EUR) for all of the MMG fields. As noted in Section 2, Data and Methodology, STOIP and EUR values for all of the fields have been used as a means of benchmarking the recoveries derived from decline analysis incorporating new wells and workovers. These estimates of EUR, together with the cumulative production to December, 2017 and the implied percentage recovery to date are summarised in Table 10.

Table 10: Zhetybai and Satellite Fields STOIP and EUR Volumes and Implied Recovery Efficiency to December, 2017

Satellite	STOIP,B+C1 (MMT)	EUR, B+C1 (MMT)	Cumulative Oil to December 2017 (MMT)	Implied Recovery to December 2017 (%)
Zhetybai	348,304	129.341	78.220	22.5
Airantakyr	809	0.246	0.225	27.8
Alatyube	14,423	3.738	3.078	21.3
Asar	44,396	11.965	5.141	11.6
Aschiagar	878	0.228	0.071	8.1
Atanbai	5,042	1.291	0.047	0.9
Bekturly	2,820	0.819	0.365	12.9
Burmasha	2,969	1.363	1.199	40.4
East Zhetybai	16,361	4.904	3.364	20.6
North Akkar	10,564	3.322	0.603	5.7
North Karagie	5,431	0.864	0.385	7.1
Oimasha	18,846	4.081	0.713	3.8
Pridorozhnoe	7,351	1.592	0.232	3.2
South Zhetybai	7,979	2.351	1.952	24.5

Most of the fields are producing under primary depletion, with pressure support provided by water injection in Zhetybai, Asar, East Zhetybai, South Zhetybai and Burmasha.

4.4 Drilling and Well Activities During 2017

The number of drilling and workover activities performed during the first 9 months of 2017 in the Zhetybai and Satellite fields and the resulting average rates during the period from these activities are summarised by activity in Table 11.

Table 11: Zhetybai and Satellites Summary of Results of Rig Activities, First 9 Months of 2017

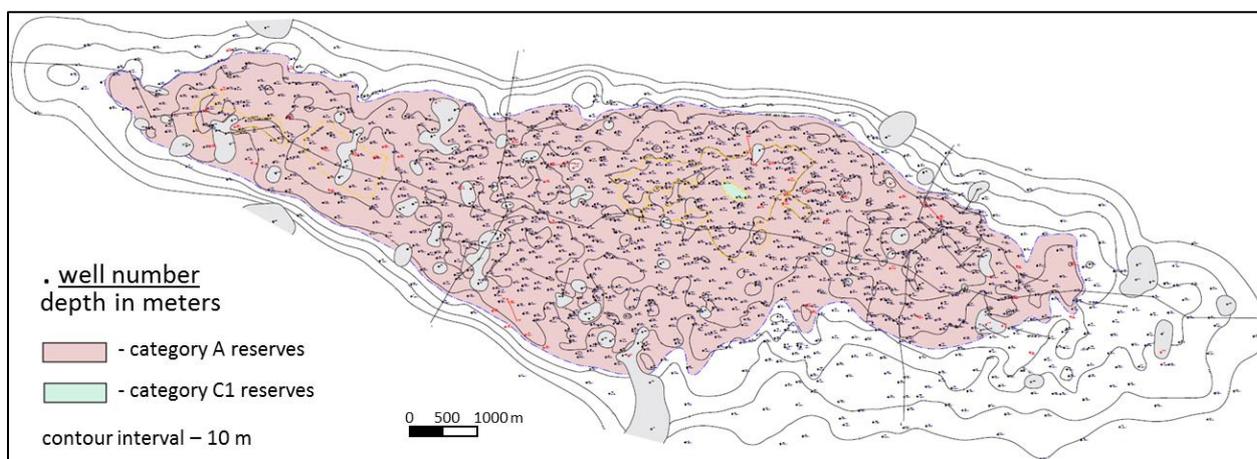
Activity	Number of Activities	Average RateT/day
New Vertical	75	11.9
New Horizontal	0	-
Recompletion	26	5.8
Reperforation	13	1.4
Frac	46	10.1
Reactivations	39	3.8

4.5 Zhetybai Field

The Zhetybai Field has an area of about 111 km² and is elongated in a west-north westerly direction, with a length of 20 km and a width of 6 km (Figure 7). The oil and gas reservoirs are exclusively in the Upper and Middle Jurassic from 1,500 – 2,270 m. The field consists of 15 stacked clastic reservoirs separated by shale seals. Of these 15 horizons, 14 were in active production during September, 2017 (Figure 8). There are no defined unconformities or faults within the field. The observed lateral and vertical variation in fluid contacts across the field indicates that the compartmentalisation most likely results from variations in sedimentology. Correlation of units is therefore difficult, as is the definition of the contacts.

Three of the 14 producing horizons produce around 51% of total production, with horizons 3 and 8 producing around 38%. There is a very high well density across the field, as shown in Figure 7.

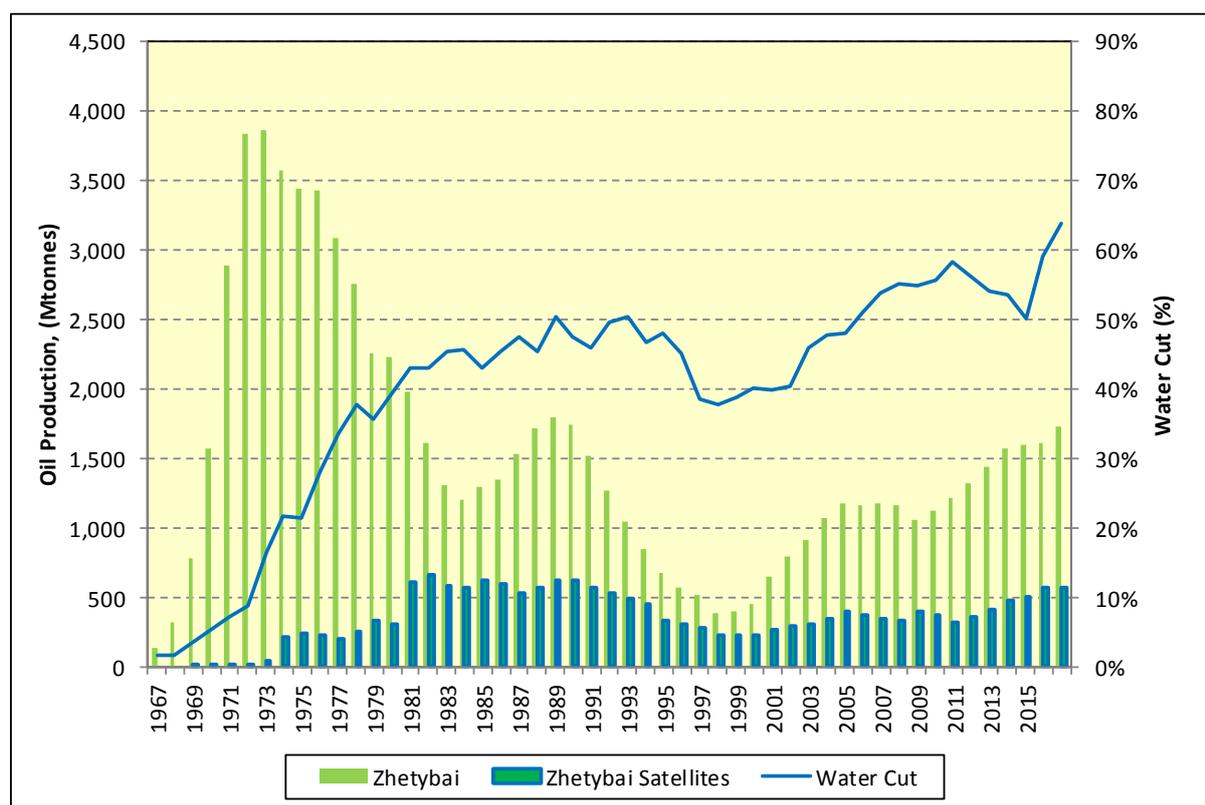
Figure 7: Zhetybai Field Structural Map of J8 Producing Horizon



Source: MMG

The Zhetybai Field oil production started in 1969 and is shown graphically in Figure 9.

Figure 9: Zhetybai and Satellite Fields Production History



Source: MMG

Early production was predominantly from the J12 reservoir with contributions from the J10 and then the J13 and J8 reservoirs. Production rose rapidly to about 350,000 T/month in 1972 and then went into decline, with production from the J12 and J13 reservoirs showing the most significant declines.

In the early 1980s field production had declined to 100,000 T/month. In the mid-1980s perforations in the deeper layers were plugged and wells were recompleted to shallower layers.

Field production increased to 150,000 T/month in 1989 and then went into decline again and fell as low as 30,000 T/month in 1999. The decline appears to have been related to reduced investment in the field.

In 2000 efforts were made to revive the field. New investments were made, and by 2004 field production had tripled to 100,000 T/month. A small production increase can be attributed to new drilling. More significant contributions came from hydraulic fracturing, pump optimization and reactivating shut-in wells.

Water cut development is also shown in Figure 9. During 2016, allocated water cuts had increased for all ZMG fields, as a result of a change in the allocation procedure. This brings the overall water cuts back to the same level as 2011, and questions the validity of the reported water cuts over the period 2012 to 2015.

There were 828 active producers during September, 2017, 120 more than the previous year. A larger proportion of the increase is attributed to reactivations.

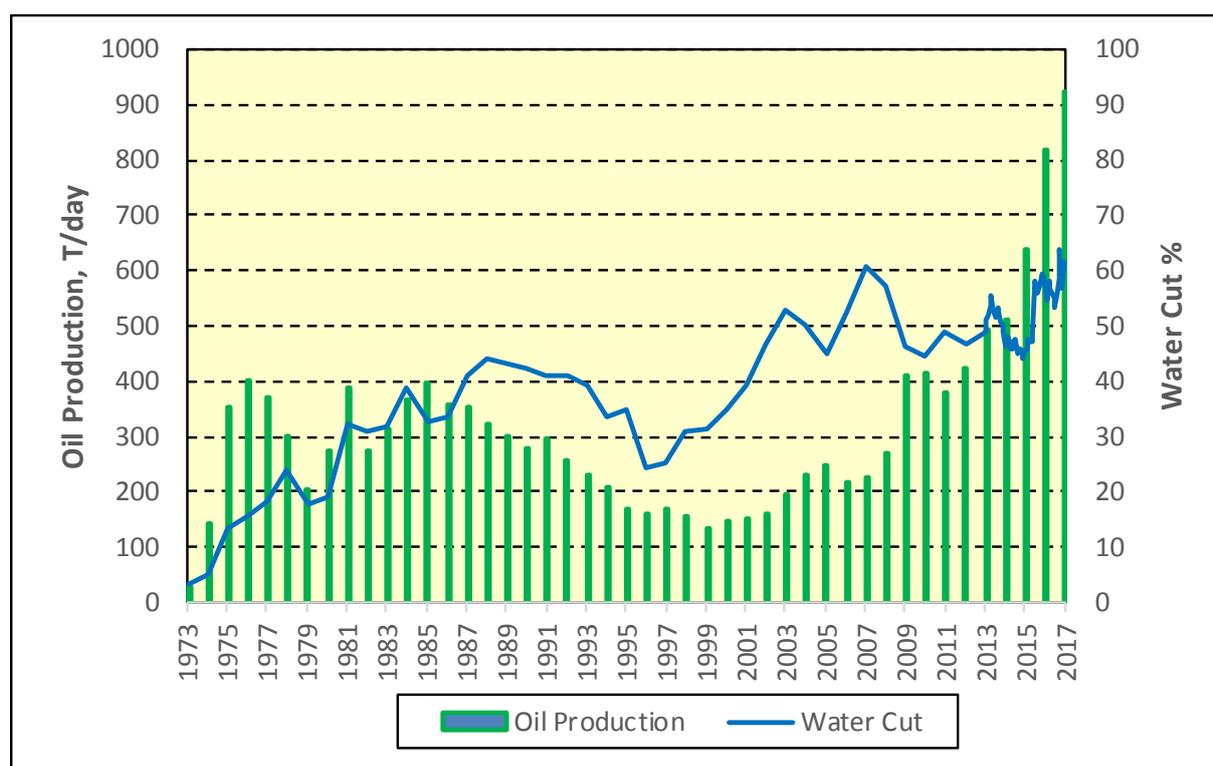
During the first 9 months of 2017, 66 vertical wells were drilled in the field, with initial rates averaging about 11.1 T/day. No horizontal drilling was performed during the period.

4.6 Asar Field

The Asar Field is the second largest of the Zhetybai group of Fields and is currently undergoing a major drilling campaign. Production started in 1973 and around 5.1 MMT has been produced to the end of 2017, reflecting about 11.6% recovery of the State approved B + C1 STOIIP. 80% of current production is from the deeper horizons J9 to J11.

Oil production rates have continued to increase in Asar, primarily resulting from the ongoing drilling campaign (Figure 10). Water cuts have been steady increasing over recent years and averaged 61% in November, 2017.

Figure 10: Asar Field Production History and Water Cut



Source: MMG

During the first 9 months of 2017, six vertical wells were drilled on Asar with initial rates averaging about 19 T/day. MMG’s drilling schedule provides for 46 additional wells within the next five years, an increase on the previous year’s Business Plan.

There were 93 active producers during September, 2017.

Production from Asar and East Zhetybai fields is transported through the same network of flowlines to the processing facilities at the Zhetybai field. The oil production from both fields is planned to be increased in the future as a result of the intensive drilling campaign.

4.7 East Zhetybai Field

The East Zhetybai Field is close to Asar and is tied in through the Asar facilities. Production started in 1978 and around 3.4 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 20.6% of the State approved B+C1 STOIP.

There are six reservoirs of which five are active, J8 to J11.

One well was drilled on the field during the first 9 months of 2017 and MMG's drilling schedule provides for four additional wells in 2018.

There were 25 active producers during September, 2017.

4.8 South Zhetybai Field

The South Zhetybai Field production started in 1973 and around 2.0 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 24.5% of the State approved B+C1 STOIP. The current drilling plan includes two additional wells in 2022. One vertical well was drilled during the first 9 months of 2017, producing about 19 T/day.

The allocated water cut during 2017 averaged about 61%, a slight increase over 2016 but still well below the peak of 90% in 2008. There are four reservoirs in production, the J02 to J05.

There were 12 active producers during September, 2017.

4.9 Oimasha Field

The Oimasha Field production started in 1973 and cumulative production to the end of 2017 is 0.71 MMT, representing a recovery of around 3.8% of the State approved B+C1 STOIP. Production is from Triassic and fractured Palaeozoic granite reservoirs. The granite currently contributes about 34% of production, with the remainder from the Olenik Triassic carbonate. Oil is also present in the Jurassic J8, which has produced in the past. Allocated water cut has stabilised at about 68% during 2017.

The low recovery reflects the lack of development and complex reservoir properties.

There was no reported rig activity during the first 9 months of 2017 and MMG's drilling schedule provides for four additional wells: two in 2021 and two in 2022.

There were 5 active producers and no injectors during September, 2017.

4.10 Burmasha Field

The Burmasha Field is close to the Asar Field and is tied in through the Asar facilities. Production started in 1987 and just under 1.2 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 40.4% of the State approved B+C1 STOIP. There is only one reservoir on production, the J9, with 7 producing wells and 3 active injectors. Allocated water cut has been relatively stable during 2017, averaging about 70%. Oil production has also been relatively stable during 2017.

There is no current plan for drilling on Burmasha.

4.11 Pridorozhnoe Field

The Pridorozhnoe Field production started in 1992 and just over 0.23 MMT have been produced, to the end of 2017, representing a recovery of around 3.2% of the State approved

B+C1 STOIIP. There are two Triassic reservoirs in production: T2, with one active producer, and T3 with six producers. The T3 reservoir contributes 99% of total production.

Oil production is in decline and allocated water cuts averaging about 20% during 2017. Production is supported by a natural edge water drive.

There was no drilling activity on the field during the first 9 months of 2017 and MMG's drilling schedule provides for one additional well in 2020.

4.12 Aschiagar Field

The Aschiagar Field production started in 1990 and just under 0.07 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 8.1% of the State approved B+C1 STOIIP.

There were 5 active producers during September, 2017, producing from two Triassic reservoirs, T2 and T3. Oil rates declined during 2017, with allocated water averaging about 22% during the year.

There was no drilling activity on the field during the first 9 months of 2017 and MMG's drilling schedule provides for one additional well in 2020.

4.13 Airantakyr Field

The Airantakyr Field production started in 1991 and 0.23 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 27.8% of the State approved B+C1 STOIIP. There is one productive Jurassic reservoir, the J11 with 3 active producers during September, 2017. Oil rates increased during 2017 to about 35 T/day, with relatively stable allocated water cut at about 81%.

There are no current plans for drilling.

4.14 Alatyube Field

The Alatyube Field production started in 1987 and about 3.08 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 21.3% of the State approved B+C1 STOIIP. There are two Triassic producing reservoirs, T2 and T2b. There are 9 producing oil wells. Almost all of the production is from the T2. Oil production declined significantly to about 100 T/day by the end of 2017, with allocated water cut averaging about 23%.

There was no drilling activity on the field during the first 9 months of 2017. MMG's drilling schedule provides for four additional wells: two in 2021 and two in 2022.

4.15 North Karagie Field

The North Karagie Field production started in 1987 and around 0.39 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 7.1% of the MMG B+C1 STOIIP. There is one Triassic reservoir, the T3, with 7 wells on production in September, 2017. The low recovery factor is mainly due to the poor reservoir rock properties, typical for the Triassic, and the undeveloped status of the field. Oil production rates continued to decline during 2017, averaging 11.4 T/day for the year. Allocated water cut has stabilised about 23%.

There was no drilling activity on the field during the first 9 months of 2017. MMG's drilling schedule provides for four additional wells: two in 2021 and two in 2022.

There were seven active producers during September, 2017.

4.16 North Akkar Field

The North Akkar Field production started in 1992 and around 0.60 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 5.7% of the MMG B+C1 STOIIP. There are two Triassic reservoirs, with production from 14 wells in the T2. The T3 had no reported production September, 2017. Oil production declined during 2017 to about 15 T/day and the allocated water averaging about 28% by year end.

In June, 2017, one vertical well was drilled on the field. No further new wells are planned.

4.17 Atanbai Field

The Atanbai Field production started in 1990 and around 0.05 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 1% of the State approved B+C1 STOIIP. There is one producing reservoir, the Triassic T2, with two active wells. Production rates averaged about 16 T/day during 2017, with allocated water cuts of about 21%. The low apparent recovery factor implies that the reservoir is under-developed, with poor reservoir characteristics.

No drilling was reported for 2017 and no further wells are planned during the Business Plan period.

4.18 Bekturly Field

The Bekturly Field came on production in 1969 and a cumulative 0.36 MMT have been produced to the end of 2017, representing a recovery of around 12.9% of the State approved B+C1 STOIIP.

There are three Jurassic reservoirs, the J3, J10 and J11. However, only the J10 and J11 are producing from five wells. Oil rates were steady during 2017, averaging 32 T/day during the year, with allocated water cuts of about 54%.

No drilling was reported for 2017 and three further wells are planned for 2021.

4.19 Reserves Assessment

GCA's reserves assessment for Zhetybai plus Satellite fields followed the same methodology as for Kalamkas, by adjusting the field and well decline rates to incorporate the results of the 2017 drilling and workover campaign, as well as the amended rates of drilling and workover activities over the 2018 to 2022 Business Plan period. The initial production and annual decline rates for Zhetybai and the satellite fields are summarised in Table 12.

Table 12: New Well Initial Production and Decline Rates, Zhetybai and Satellites

	Zhetybai		Satellites (Average)	
	Initial Well Rate (Tpd)	Decline Rate (%)	Initial Well Rate (Tpd)	Decline Rate (%)
Proved	9.4	20.1	11.7	23.0
Proved + Probable	11.1	17.5	13.8	20.0
Proved + Probable + Possible	12.2	14.9	15.9	17.0

Note:

1. Zhetybai Satellites, predominantly Asar.

GCA's assessment has concluded that the aggregate KMG and ZMG drilling schedule and work plan will enable production rates to achieve MMG's target shown in Table 6 (Section 2.1). GCA has estimated how long MMG's annual production target of 6,350 MT can be maintained for each reserves category under the proposed drilling schedule and work plan, and the production forecast after coming off plateau up to the end of the production licences. GCA has constrained the production on Kalamkas and Zhetybai in order to maintain the overall 6,350 MT plateau rate.

Some of the Satellite Fields may not be fully developed under the current drilling plans and it is possible that the new mapping may yield new development opportunities in the future.

For the SEC assessment GCA has truncated the drilling and workovers for the Zhetybai Satellites at the end of 2022. Under SPE PRMS, only drilling on Asar was included beyond 2022, in accordance with the field's long term development plan.

The forecasts are based on the assumption that current and future fluid rates can be handled by the existing facilities.

4.19.1 Proved Reserves

Proved Developed Reserves for Zhetybai and Satellite fields include the benefits of ongoing workovers (including acid fracs).

Adjusting for 2017 production, there is a 16.3% increase in SPE PRMS Proved Developed Reserves and a 10.3% increase in Total Proved Reserves over the 2016 assessment.

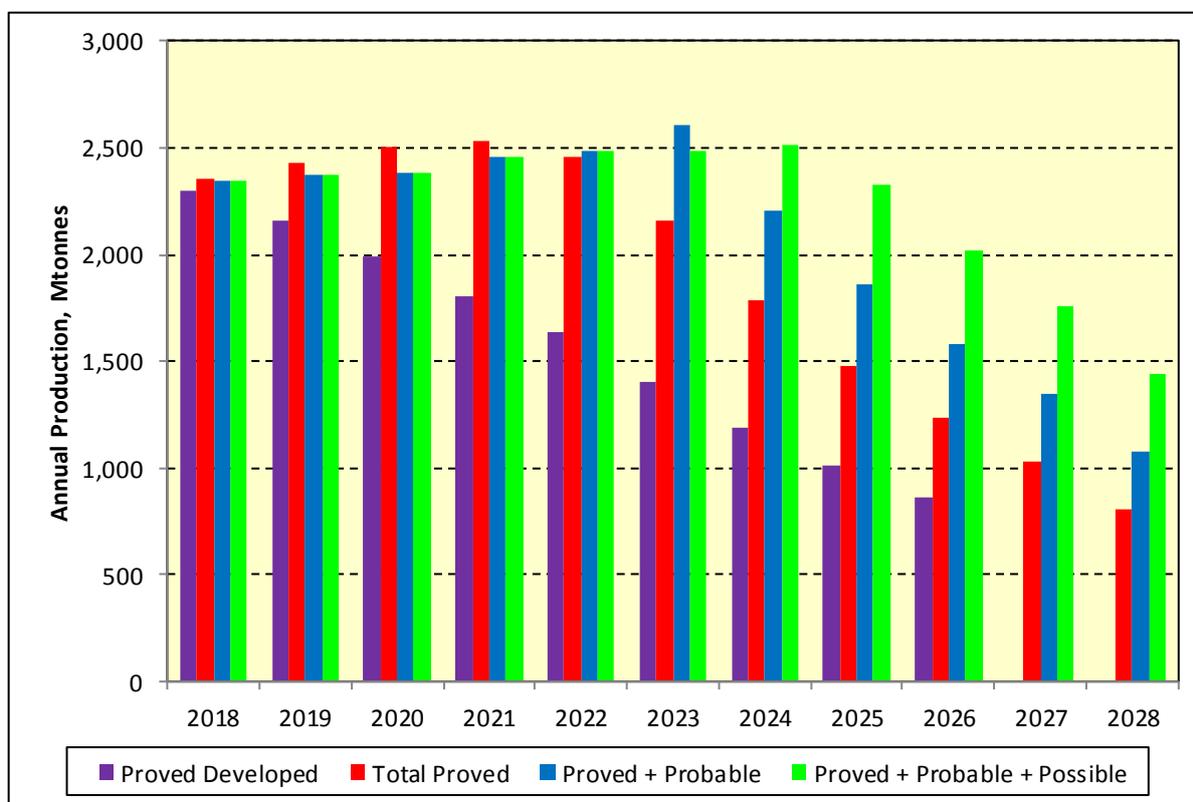
4.19.2 Proved plus Probable and Proved plus Probable plus Possible Reserves

Adjusting for 2017 production, there is a 3.8% increase in the SPE PRMS Proved plus Probable Reserves and a 2.0% increase in the Proved plus Probable plus Possible Reserves over the 2016 year end assessment.

4.20 Overall Results of Zhetybai and Satellite Fields

The Zhetybai plus Satellites SPE PRMS oil production forecasts for all three Reserves categories are plotted in Figure 11.

Figure 11: Zhetybai Plus Satellite Fields Annual Field Production Forecast (SPE PRMS)



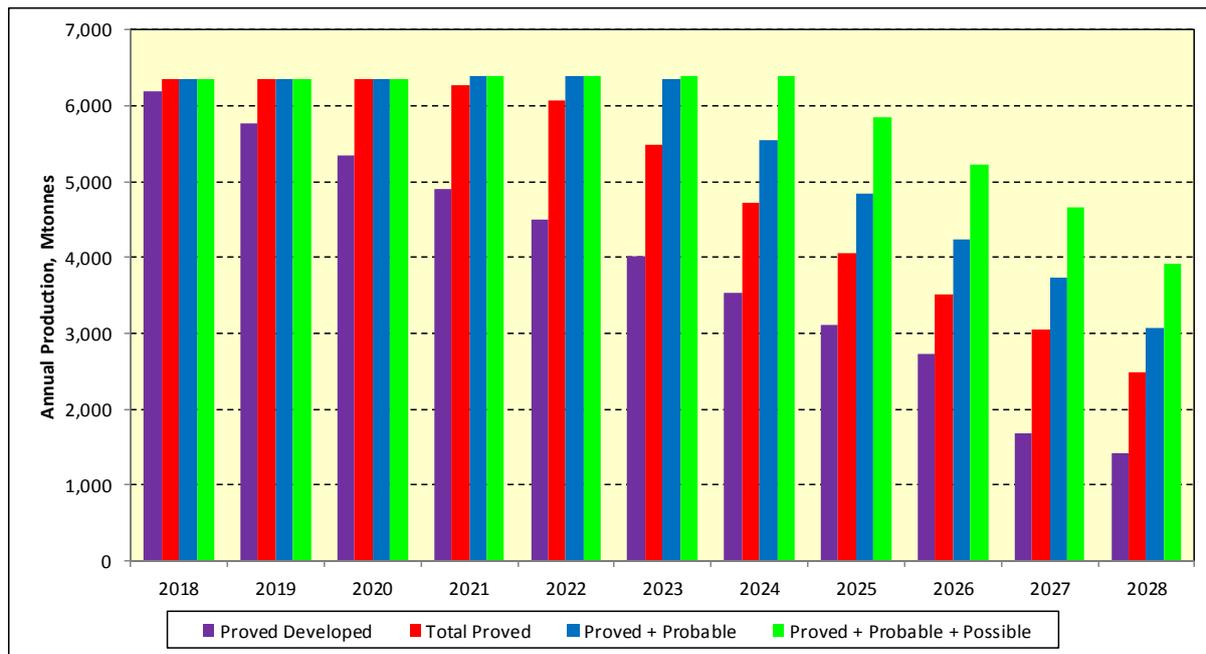
Note:

1. Zhetybai acts as a swing field and 1P exceeds 2P, and 2P exceeds 3P where necessary to maintain total MMG production targets.

4.21 Kalamkas and Zhetybai plus Satellite Fields Combined Production

Figure 12 shows the combined Kalamkas and Zhetybai plus Satellite Fields annual forecast for the three Reserve categories under SPE PRMS.

Figure 12: Kalamkas and Zhetybai Plus Satellite Fields
Combined Annual Field Production Forecast (SPE PRMS)



5 Costs

5.1 Background

GCA has been provided with several sources of data for the cost forecasts. The principal sources used in the analyses for this report are:

- 2018 to 2022 Draft Work Programme;
- 2018 to 2022 Business plan;
- Production data for 11 months of 2017;
- Workover activities for first 9 months of 2017;
- Actual costs of drilling and workovers for first 9 months of 2017;
- OPEX for first 9 months of 2017;
- Crude sales revenue and netbacks for 9 months of 2017; and
- Drilling and workover plan 2018 to 2022.

5.2 Operating Costs (OPEX)

GCA has developed a forecast of OPEX based on the MMG field expenditure detailed cost allocation report for the first 9 months of 2017. The total production costs include items that are not field related costs and should not be included for the purposes of economic limit testing or the assessment of NPVs, including one off consultancy fees. Depreciation and fiscal elements are calculated separately in the GCA economics model. In addition, only field related General and Administrative costs are included.

The OPEX identifies separate components for rig-based (KRS) workovers (recompletions, reactivations and reperforations), as well as fracing and minor repairs (PRS). GCA has been able to estimate unit costs for the KRS and fracing activities, on the basis of the number of actual activities performed during the 9 month period. These unit costs have been applied to the Business Plan activities. The PRS activities are assumed to continue at the same level beyond 2022.

Costs derived from the detailed cost allocation report, excluding the items removed, have been prorated to 12 months of 2017 for use in the annual cost projections for economic modelling. It has not been possible to accurately identify which OPEX components are fixed and which are variable with production, and GCA has applied a general rule of thumb that 90% are fixed and 10% are variable.

The results of the 9 month 2017 cost allocation into fixed, production variable, KRS, fracing and PRS repairs are shown in Table 13.

Table 13: Analysis of 2017 (9 Months) Field-Level Operating Costs (MMkzTg)

Field	Total	Total excl non-production	Fixed	Variable	KRS	Fracing	PRS
Zhetybai	57,431	29,425	17,052	1,895	5,794	795	3,889
East Zhetybai	2,439	1,036	765	85	42	0	145
Asar	9,510	3,971	2,509	279	519	157	507
South Zhetybai	1,075	462	319	35	19	10	79
Oimasha	242	144	99	11	0	0	33
Burmasha	753	304	217	24	38	0	25
Pridorozhnoe	248	63	56	6	0	0	0
Aschiagar	140	43	30	3	0	0	10
Airantakyr	231	85	60	7	0	0	18
Alatyube	1,078	319	226	25	55	0	12
Sev. Karagie	524	175	150	17	0	0	9
Sev. Akkar	947	269	141	16	74	13	25
Atambayev-Sartyube	129	39	30	3	0	0	5
Bekturly	374	188	157	17	0	0	14
Total for ZMG	75,121	36,524	21,813	2,424	6,540	975	4,771
Kalamkas	87,085	38,421	28,174	3,130	2,572	641	3,903
Total for MMG	162,206	74,945	49,987	5,554	9,113	1,617	8,674

Notes:

1. Costs based on 9 months 2017 actuals.
2. Numbers may not add up due to rounding.

5.3 Capital Costs (CAPEX)

The CAPEX (investment) forecasts provided by MMG in the Business Plan (8NK Form) have been analysed and used for GCA's forecast. The plan is detailed at the level of the KMG and ZMG operating entities. The costs associated with exploration and non-production activity related costs have also been excluded from the analysis.

On the basis of the Business Plan, with the above adjustments, GCA has prepared the field CAPEX, exclusive of well costs, which is summarized in Table 14. Beyond 2022, the field CAPEX is reduced by 5% p.a. and is allocated between Kalamkas and Zhetybai plus Satellites.

Table 14: Summary of Capital Costs SEC and SPE PRMS (MMkzTg)

Year	Kalamkas	Zhetybai and Satellites	Total
2018	18,004	11,412	29,416
2019	19,439	10,830	30,269
2020	8,924	21,497	30,421
2021	10,680	19,072	29,752
2022	13,313	14,471	27,784

Note:

1. Costs are 2017 uninflated.

In addition to the baseline CAPEX, GCA has used the well average costs for the capitalised well activities and associated facilities based on actual expenditures during the first 9 months of 2017.

For the Proved Developed case only CAPEX that is required to support production from existing wells has been included.

Based on the drilling CAPEX in the 2018 to 2022 Business Plan and MMG's proposed drilling schedule, GCA has estimated unit drilling costs at about US\$0.40 MM for Kalamkas and US\$0.73 MM for Zhetybai and satellites (Table 15). These costs are consistent with actual 2017 values.

Table 15: Allocation of Drilling Capex Between KMG and ZMG

CAPEX type	2018	2019	2020	2021	2022
Drilling CAPEX (MKzTg)	40,982,893	40,130,493	36,783,735	35,864,744	33,406,096
# Producer and Injector wells, KMG	85	88	85	85	77
# Producer and Injector wells, ZMG	125	118	76	104	84
Drilling cost/well, KMG (KzTgM)	129,590	131,017	163,048	129,289	143,744
Drilling cost/well, ZMG (KzTgM)	239,742	242,381	301,640	239,184	265,926
Drilling CAPEX (US\$MM)	125.6	123.0	112.8	109.9	102.4
Drilling cost/well KMG (US\$MM)	0.40	0.40	0.50	0.40	0.44
Drilling cost/well ZMG (US\$MM)	0.73	0.74	0.92	0.73	0.82

Notes:

1. Costs are 2017 uninflated.
2. Costs are shown in KzTgMM and USD\$MM for convenience, an exchange rate of KzTg340/US\$ has been used

6 Forecasts

Table 16 to Table 21 show the production, CAPEX and OPEX forecasts for the Proved, Proved plus Probable and Proved plus Probable plus Possible cases for Kalamkas, while Table 22 to Table 27 show the same for the Zhetybai plus Satellite Fields. These forecasts are truncated at the economic limit or field licence limit, as appropriate.

**Table 16: Kalamkas Proved
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Proved Developed (MT)	Proved Undeveloped (MT)	Total Proved (MT)	PD Capital Costs (US\$ MM)	PD Operating Costs (US\$ MM)	Total Proved Capital Costs ³ (US\$ MM)	Total Proved Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	3,889	108	3,996	48	150	89	150
2019	3,612	313	3,925	51	151	95	152
2020	3,354	494	3,848	21	150	61	152
2021	3,106	636	3,742	26	149	67	151
2022	2,870	742	3,612	36	149	71	151
2023	2,614	709	3,323	34	139	39	142
2024	2,340	589	2,929	32	139	37	140
2025	2,095	489	2,584	31	138	35	139
2026	1,877	406	2,282	29	137	33	138
2027	1,681	337	2,018	28	136	32	138
2028	1,412	262	1,674	26	127	30	128
Total	28,849	5,082	33,932	361	1,566	588	1,582

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. PD refers to Proved Developed.

**Table 17: Kalamkas Proved Plus Probable
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	4,003	89	150
2019	3,981	95	152
2020	3,966	61	152
2021	3,946	67	152
2022	3,915	71	152
2023	3,746	39	143
2024	3,341	37	142
2025	2,982	35	141
2026	2,664	33	140
2027	2,381	32	139
2028	1,996	30	129
Total	36,921	588	1,591

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.

**Table 18: Kalamkas Proved Plus Probable Plus Possible
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	4,003	89	150
2019	3,981	95	152
2020	3,966	61	152
2021	3,946	67	152
2022	3,915	71	152
2023	3,915	39	144
2024	3,886	37	143
2025	3,525	35	142
2026	3,200	33	141
2027	2,906	32	140
2028	2,474	30	131
Total	39,716	588	1,600

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.

**Table 19: Kalamkas Proved
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Proved Developed (MT)	Proved Undeveloped (MT)	Total Proved (MT)	PD Capital Costs (US\$ MM)	PD Operating Costs (US\$ MM)	Total Proved Capital Costs ³ (US\$ MM)	Total Proved Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	3,889	108	3,996	48	150	89	150
2019	3,612	313	3,925	51	151	95	152
2020	3,354	494	3,848	21	150	61	152
2021	3,106	636	3,742	26	149	67	151
2022	2,870	742	3,612	36	149	71	151
2023	2,649	716	3,365	34	146	39	149
2024	2,429	604	3,034	32	144	37	146
2025	2,217	510	2,726	31	142	35	144
2026	2,014	429	2,444	29	141	33	142
2027	1,813	359	2,173	28	137	32	138
2028	1,518	280	1,798	26	128	30	129
Total	29,471	5,190	34,660	361	1,588	588	1,604

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.

**Table 20: Kalamkas Proved Plus Probable
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	4,003	89	150
2019	3,981	95	152
2020	3,966	61	152
2021	3,946	67	152
2022	3,915	71	152
2023	3,797	39	150
2024	3,472	37	148
2025	3,162	35	145
2026	2,871	33	144
2027	2,584	32	139
2028	2,162	30	130
Total	37,860	588	1,614

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.

**Table 21: Kalamkas Proved Plus Probable Plus Possible
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	4,003	89	150
2019	3,981	95	152
2020	3,966	61	152
2021	3,946	67	152
2022	3,915	71	152
2023	3,915	39	150
2024	3,915	37	149
2025	3,748	35	147
2026	3,460	33	146
2027	3,165	32	141
2028	2,691	30	131
Total	40,706	588	1,623

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. Numbers may not add up due to rounding.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.

**Table 22: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Proved Developed (MT)	Proved Undeveloped (MT)	Total Proved (MT)	PD Capital Costs (US\$ MM)	PD Operating Costs (US\$ MM)	Total Proved Capital Costs ³ (US\$ MM)	Total Proved Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,297	57	2,354	28	142	127	142
2019	2,156	270	2,426	21	145	120	146
2020	1,988	515	2,503	57	130	122	132
2021	1,803	732	2,535	49	127	130	130
2022	1,634	823	2,457	36	126	101	130
2023	1,405	751	2,156	34	112	42	115
2024	1,189	596	1,785	32	111	40	113
2025	1,010	473	1,483	30	110	38	112
2026	859	375	1,235	29	109	36	111
2027	0	1,032	1,032	0	0	34	110
2028	0	811	811	0	0	33	102
Total	14,341	6,435	20,776	315	1,111	823	1,344

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

**Table 23: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,347	127	142
2019	2,370	120	146
2020	2,385	122	131
2021	2,455	130	130
2022	2,485	101	130
2023	2,604	42	117
2024	2,201	40	115
2025	1,864	38	114
2026	1,582	36	112
2027	1,345	34	111
2028	1,074	33	103
Total	22,712	823	1,352

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

**Table 24: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Plus Possible
Production and Cost Input Profiles
SEC**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,347	127	142
2019	2,370	120	146
2020	2,385	122	131
2021	2,455	130	130
2022	2,485	101	130
2023	2,485	42	116
2024	2,514	40	116
2025	2,326	38	116
2026	2,022	36	114
2027	1,759	34	113
2028	1,436	33	105
Total	24,584	823	1,360

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

**Table 25: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Proved Developed (MT)	Proved Undeveloped (MT)	Total Proved (MT)	PD Capital Costs (US\$ MM)	PD Operating Costs (US\$ MM)	Total Proved Capital Costs ³ (US\$ MM)	Total Proved Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,297	57	2,354	28	142	127	142
2019	2,156	270	2,426	21	145	120	146
2020	1,988	515	2,503	57	130	122	132
2021	1,803	732	2,535	49	127	130	130
2022	1,634	823	2,457	36	126	101	130
2023	1,445	777	2,222	34	119	48	122
2024	1,288	657	1,945	32	117	44	120
2025	1,139	551	1,689	30	115	42	118
2026	1,000	456	1,456	29	113	36	115
2027	862	367	1,229	27	109	34	111
2028	685	273	958	26	102	33	103
Total	16,296	5,478	21,775	369	1,345	836	1,369

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

**Table 26: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,347	127	142
2019	2,370	120	146
2020	2,385	122	131
2021	2,455	130	130
2022	2,485	101	130
2023	2,603	48	124
2024	2,403	44	122
2025	2,131	42	120
2026	1,874	36	117
2027	1,613	34	113
2028	1,280	33	104
Total	23,945	836	1,379

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

**Table 27: Zhetybai Plus Satellite Fields Proved Plus Probable Plus Possible
Production and Cost Input Profiles
SPE PRMS**

Year	Production (MT)	Capital Costs ³ (US\$ MM)	Operating Costs ³ (US\$ MM)
2018	2,347	127	142
2019	2,370	120	146
2020	2,385	122	131
2021	2,455	130	130
2022	2,485	101	130
2023	2,485	48	123
2024	2,485	44	122
2025	2,651	42	122
2026	2,383	36	119
2027	2,099	34	115
2028	1,707	33	106
Total	25,851	836	1,387

Notes:

1. Costs are uninflated and assessed as at December, 2017.
2. South Zhetybai, Oimasha and Alatyube licences end in December, 2022.
3. Costs converted at exchange rate of US\$326.2/KzTg.
4. Numbers may not add up due to rounding.

7 Economics

7.1 Fiscal Terms

The key fiscal terms applicable to Kalamkas and Zhetybai and Satellite Fields are as follows.

Mineral Extraction Tax (MET) is charged on domestic and export revenue. The MET rates are levied on a sliding scale based on annual production as below.

Current Rates					
Annual Production (MMT)	Domestic Rate (%)	Export Rate (%)	Annual Production (MMT)	Domestic Rate (%)	Export Rate (%)
< 0.25	2.5	5.0	3.0 – 4.0	5.5	11.0
0.25 – 0.5	3.5	7.0	4.0 – 5.0	6.0	12.0
0.5 – 1.0	4.0	8.0	5.0 – 7.0	6.5	13.0
1.0 – 2.0	4.5	9.0	7.0 – 10.0	7.5	15.0
2.0 – 3.0	5.0	10.0	> 10.0	9.0	18.0

Export Rent Tax (ERT) applies to all hydrocarbons sold internationally and the applicable rate is dependent on the international oil price level according to the following table.

Oil Price (US\$/Bbl)	Rental Tax Rate (%)	Oil Price (US\$/Bbl)	Rental Tax Rate (%)	Oil Price (US\$/Bbl)	Rental Tax Rate (%)
< 40	0.0	90 – 100	19.0	150 – 160	27.0
40 – 50	7.0	100 – 110	21.0	160 – 170	29.0
50 – 60	11.0	110 – 120	22.0	170 – 180	30.0
60 – 70	14.0	120 – 130	23.0	> 180	32.0
70 – 80	16.0	130 – 140	25.0	-	-
80 – 90	17.0	140 – 150	26.0	-	-

GCA's Brent price scenario has been used for ERT calculation.

Corporate Income Tax (CIT) rate was revised to 20% effective 1st January, 2011 based on the tax code signed by the President of Republic of Kazakhstan on 26th November, 2010 and remains at this level.

Excess Profit Tax (EPT) is based on a ratio of annual revenue to annual expenditure. The rates are split by incremental sliding scales with a defined percentage of profit after CIT as follows:

Ratio	Exempted CIT (%)	EPT Rate (%)	Ratio	Exempted CIT (%)	EPT Rate (%)
< 1.25	25	0	1.50 – 1.60	10	40
1.25 – 1.30	10	10	1.60 – 1.70	10	50
1.30 – 1.40	10	20	> 1.70	0	60
1.40 – 1.50	10	30	-	-	-

Customs Duty was set at US\$40/T until 29th February, 2016. However, starting from 1st March, 2016, the rate is calculated depending on monthly average market price for crude oil for prior period determined by the authorized state body.

Oil Price (US\$/Bbl)	Export Duty (US\$/T)	Oil Price (US\$/Bbl)	Export Duty (US\$/T)	Oil Price (US\$/Bbl)	Export Duty (US\$/T)
< 25	0	70 – 75	70	135 – 145	160
25 – 30	10	75 – 80	75	145 – 155	176
30 – 35	20	80 – 85	80	155 – 165	191
35 – 40	35	85 – 90	85	165 – 175	206
40 – 45	40	90 – 95	90	175 – 185	221
45 – 50	45	95 – 100	95	> 185	236
50 – 55	50	100 - 105	100	-	-
55 – 60	55	105 – 115	115	-	-
60 – 65	60	115 - 125	130	-	-
65 – 70	65	125 - 135	145	-	-

7.2 Pricing and Inflation Assumptions

Different oil pricing assumptions were made for the SEC and SPE PRMS cases for the purposes of performing the economic limit test (ELT) and estimating Net Present Values (NPVs). GCA's 1Q 2018 Brent Crude Oil price scenario (Table 28) was used for SPE PRMS. For the SEC assessment, the average price during 2017 was calculated as per SEC Rules, i.e. as the average price during the 12-month period prior to the ending date of the period covered by the report, determined as an unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month within such period. GCA was provided with gross income data for export and domestic sales as well as for netback price estimates for 9 months of 2017.

In its assessment GCA used a conversion rate of 6.95 from US\$/Bbl to US\$/T for Kalamkas, a conversion rate of 7.37 for Zhetybai and Satellites and exchange rate of 326.2 KzTg/US\$.

On this basis, GCA estimated a discount to Brent of US\$10.28/Bbl for export sales and a 2017 domestic price of US\$19.65/Bbl net of transportation costs and VAT. The total differential to Brent reflects differences in crude quality, transportation and commercial handling costs. For the SPE PRMS assessment, the domestic price is assumed to follow the same trend as the GCA 1Q 2018 Brent scenario from 2019 onwards. Based on the sales report data, GCA has assumed that 70% of crude will be sold for export with the remaining 30% for the domestic market.

Under SEC Rules, costs are not escalated. However, for the SPE PRMS assessment all costs are escalated at 2% per annum from 2019.

Table 28: GCA 1Q 2018 Brent Crude Oil Price Scenario

Year	SPE PRMS Price (US\$/Bbl)
2018	65.26
2019	61.65
2020	65.00
Thereafter	Increase by 2% per annum

7.3 Results

The ELTs and NPVs were assessed according to both SEC Rules and SPE PRMS definitions and guidelines. Both in the SPE PRMS and SEC cases, no Economic Limit was reached prior to the end of licence expiry date in 2028 (except for the Proved Developed Zhetybai SEC case where the EL was noted in year 2026).

The ELTs and NPVs have been evaluated at the level of the KMG and ZMG operating units. This is consistent with the physical realities of the integrated nature of the operations in the Zhetybai area, the resulting integration of services and with the levying of fees and duties at company level. Table 29 and Table 30 present the contribution of individual fields to Total Reserves for the SEC and SPE PRMS cases respectively.

Table 31 and Table 32 present the post-tax NPVs at 10% discount rate for the Operating Entities for the SEC case and SPE PRMS case respectively.

**Table 29: Contribution of Individual Fields to Total SEC Reserves
as at 31st December, 2017**

Field	Gross Oil Reserves (MMT)			
	Proved Developed	Total Proved	Total Proved + Probable	Total Proved + Probable + Possible
Kalamkas	28.849	33.932	36.921	39.716
Zhetybai	10.736	16.059	17.380	18.522
Airantakyr	0.085	0.097	0.102	0.107
Alatyube	0.145	0.145	0.152	0.160
Asar	2.504	3.437	3.925	4.512
Aschiagar	0.005	0.008	0.009	0.010
Atanbai	0.029	0.032	0.034	0.037
Bekturly	0.060	0.102	0.118	0.138
Burmasha	0.203	0.224	0.247	0.273
East Zhetybai	0.291	0.360	0.397	0.441
North Akkar	0.078	0.086	0.098	0.111
North Karagie	0.055	0.075	0.084	0.096
Oimasha	0.024	0.024	0.024	0.025
Pridorozhnoe	0.016	0.019	0.022	0.026
South Zhetybai	0.110	0.110	0.118	0.127
Total	43.19	54.71	59.63	64.30

**Table 30: Contribution of Individual Fields to Total SPE PRMS Reserves
as at 31st December, 2017**

Field	Gross Oil Reserves (MMT)			
	Proved Developed	Total Proved	Total Proved + Probable	Total Proved + Probable + Possible
Kalamkas	29.471	34.660	37.860	40.706
Zhetybai	12.257	16.919	18.425	19.537
Airantakyr	0.097	0.097	0.102	0.107
Alatyube	0.145	0.145	0.152	0.160
Asar	2.837	3.564	4.099	4.744
Aschiagar	0.005	0.008	0.009	0.010
Atanbai	0.032	0.032	0.034	0.037
Bekturly	0.068	0.102	0.118	0.138
Burmasha	0.224	0.224	0.247	0.273
East Zhetybai	0.329	0.365	0.405	0.451
North Akkar	0.092	0.092	0.105	0.121
North Karagie	0.060	0.075	0.084	0.096
Oimasha	0.024	0.024	0.024	0.025
Pridorozhnoe	0.016	0.019	0.022	0.026
South Zhetybai	0.110	0.110	0.118	0.127
Total	45.77	56.44	61.81	66.56

**Table 31: After-Tax NPV₁₀ of the Operating Entities to SEC Rules
as at 31st December, 2017**

Fields	After-Tax NPV ₁₀ (US\$ MM)			
	Proved Developed	Total Proved	Proved + Probable	Proved + Probable + Possible
Kalamkas	1,409	1,597	1,747	1,857
Zhetybai plus Satellite Fields	682	787	909	1,009

Notes:

1. The NPVs are calculated from discounted cash flows incorporating the fiscal terms governing the assets.
2. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.
3. The NPVs for the Proved Developed Reserves are included at the specific request of MMG.
4. After tax NPVs at 10% discount rate.
5. Excludes the impact of Abandonment.

**Table 32: After-Tax NPV₁₀ to SPE PRMS Guidelines and Definitions
as at 31st December, 2017**

Operating Entity	After-Tax NPV ₁₀ (US\$ MM)			
	Proved Developed	Total Proved (1P)	Proved + Probable (2P)	Proved + Probable + Possible (3P)
Kalamkas	1,796	2,050	2,240	2,382
Zhetybai and Satellite Fields	931	1,150	1,310	1,422

Notes:

1. The NPVs are calculated from discounted cash flows incorporating the fiscal terms governing the assets.
2. The NPVs reported here do not represent an opinion as to the market value of a property or any interest therein.
3. The NPVs are calculated using a 10% Discount Rate.
4. Excludes the impact of Abandonment.

Cash flow summary tables are presented in Appendix IV.

8 Reserves Adjustments Since Year-End 2016

The changes in SEC and SPE PRMS Reserves since the 2016 assessment, adjusting for production during 2017, are summarised in Table 33 and Table 34.

Table 33: Adjustments in SEC Reserves Since the 2016 Assessment

	Kalamkas				Zhetybai plus Satellites			
	PD	1P	2P	3P	PD	1P	2P	3P
Reserves as at 31 st December, 2016 (MMT)	29.27	33.74	37.44	41.29	14.04	20.81	23.84	25.73
2017 Production (MMT)	4.05	4.05	4.05	4.05	2.31	2.31	2.31	2.31
2016 Reserves adjusted to 31 st December, 2017 (MMT)	25.22	29.69	33.39	37.24	11.73	18.50	21.53	23.42
Reserves as at 31 st December, 2017 (MMT)	28.85	33.93	36.92	39.72	14.34	20.78	22.71	24.58
Increase/(Decrease) (MMT)	3.63	4.24	3.53	2.47	2.61	2.27	1.18	1.17
Increase/(Decrease) (%)	12.4	12.6	9.4	6.0	18.6	10.9	5.0	4.5

Notes:

1. PD – Proved Developed, 1P – Proved, 2P – Proved + Probable, 3P – Proved+ Probable+ Possible.

Table 34: Adjustments in SPE PRMS Reserves Since the 2016 Assessment

	Kalamkas				Zhetybai plus Satellites			
	PD	1P	2P	3P	PD	1P	2P	3P
Reserves as at 31 st December, 2016 (MMT)	29.82	34.25	38.16	42.49	16.00	21.84	25.29	27.62
2017 Production (MMT)	4.05	4.05	4.05	4.05	2.31	2.31	2.31	2.31
2016 Reserves adjusted to 31 st December, 2017 (MMT)	25.77	30.20	34.11	38.44	13.69	19.52	22.98	25.30
Reserves as at 31 st December, 2017 (MMT)	29.47	34.66	37.86	40.71	16.30	21.77	23.95	25.85
Increase/(Decrease) (MMT)	3.70	4.46	3.75	2.27	2.61	2.25	0.97	0.55
Increase/(Decrease) (%)	12.4	13.0	9.8	5.3	16.3	10.3	3.8	2.0

Notes:

1. PD – Proved Developed, 1P – Proved, 2P – Proved plus Probable, 3P – Proved plus Probable plus Possible.

The reasons for the adjustments on a field basis are summarised in Table 35.

Table 35: Reasons for Adjustments in SPE PRMS Proved plus Probable Reserves Since the 2016 Assessment

Field	YE 2016 (MT)	2017 Prod (MT)	YE 2017 (MT)	Increase (MT)	Increase (%)	Reasons for change
Kalamkas	38,156	4,049	37,860	3,752	9.8	More drilling in plans
Zhetybai	19,705	1,732	18,425	452	2.3	Less drilling, offset by higher initial field and well rates
East Zhetybai	653	71	405	-177	-27.1	Reduced initial field rate, reduced initial new well rate.
Asar	3,820	338	4,099	617	16.2	Higher field and initial well rates
South Zhetybai	118	30	118	31	26.2	Higher initial field rate.
Oimasha	60	6	24	-29	-48.9	Reduced initial field rate; drilling deferred to 2021/22 not commercial.
Burmasha	145	33	247	134	92.2	Higher initial field rate.
Pridorozhnoe	31	5	22	-4	-11.9	1 well no longer in drilling programme.
Aschiagar	16	1	9	-6	-36.0	Reduced initial field rate, 1 well no longer in drilling programme.
Airantakyr	88	10	102	24	26.8	Increased initial field rate.
Alatyube	270	42	152	-76	-28.2	Drilling deferred to 2021 and 2022 not commercial
North Karagie	93	12	84	4	4.0	2 additional new wells in 2021, offset by reduced initial field rate.
North Akkar	118	12	105	-0	-0.3	2 wells no longer in drilling programme, offset by increase in recompletions and reperforations.
Atambay	52	6	34	-12	-23.2	2 wells no longer in drilling programme.
Bekturly	122	12	118	9	7.0	3 additional new wells in 2021, offset by reduced initial field rate.
Total	63,447	6,359	61,805	4,718	7.4	

Appendix I Glossary

GLOSSARY

Standard Oil Industry Terms and Abbreviations

ABEX	Abandonment expenditure
ACQ	Annual contract quantity
API	American Petroleum Institute
°API	Degrees API (a measure of oil density)
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
AVO	Amplitude versus offset
B	Billion (10 ⁹)
Bbl	Barrels
/Bbl	Per barrel
BBbl	Billion barrels
bcpd	Barrels of condensate per day
BHP	Bottom hole pressure
blpd	Barrels of liquid per day
Bm ³	Billion cubic metres
boe	Barrels of oil equivalent
boepd	Barrels of oil equivalent per day
BOP	Blow out preventer
bopd	Barrels oil per day
bpd	Barrels per day
Bscf or Bcf	Billion standard cubic feet
Bscfd or Bcfd	Billion standard cubic feet per day
BS&W	Bottom sediment and water
BTU	British thermal units
bwpd	Barrels of water per day
°C	Degrees Celsius
CAPEX	Capital expenditure
CBM	Coal bed methane
cf	Standard cubic feet
cf/d	Standard cubic feet per day
CIIP	Condensate initially in place
CGR	Condensate to gas ratio
cm	Centimetres
CMM	Coal mine methane
CO ₂	Carbon dioxide
cP	Centipoise (a measure of viscosity)
CSG	Coal seam gas
CT	Corporation tax
DCQ	Daily contract quantity
Dev	Developed
DHI	Direct hydrocarbon indicator
DST	Drill stem test
E&A	Exploration & appraisal
E&P	Exploration and production

EBIT	Earnings before interest and tax
EBITDA	Earnings before interest, tax, depreciation and amortisation
EI	Entitlement interest
EIA	Environmental impact assessment
ELT	Economic limit test
EMV	Expected monetary value
EOR	Enhanced oil recovery
ESP	Electrical submersible pump
EUR	Estimated ultimate recovery
€ / EUR	Euro
°F	Degrees Fahrenheit
FDP	Field development plan
FEED	Front end engineering and design
FPSO	Floating production, storage and offloading vessel
FSO	Floating storage and offloading vessel
ft	Foot/feet
g	Gram
g/cc	Grams per cubic centimetre
G&A	General and administrative costs
GBP	Pounds Sterling
GCoS	Geological chance of success
GDT	Gas down to
GIIP	Gas initially in place
GJ	Gigajoules (one billion Joules)
GOC	Gas oil contact
GOR	Gas oil ratio
GRV	Gross rock volume
GTL	Gas to liquids
GWC	Gas water contact
HCIP	Hydrocarbons initially in place
HDT	Hydrocarbons down to
HSE	Health, Safety and Environment
HUT	Hydrocarbons up to
H ₂ S	Hydrogen sulphide
IOR	Improved oil recovery
IRR	Internal rate of return
J	Joule (Metric measurement of energy; 1 kilojoule = 0.9478 BTU)
KB	Kelly bushing
kJ	Kilojoules (one thousand Joules)
km	Kilometres
km ²	Square kilometres
kPa	Kilopascal (one thousands Pascals)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hour
KzTg	Kazakh tenge
LKG	Lowest known gas

LKH	Lowest known hydrocarbons
LKO	Lowest known oil
LNG	Liquefied natural gas
LPG	Liquefied petroleum gas
LTI	Lost time injury
LWD	Logging while drilling
m	Metres
M	Thousand
m ³	Cubic metres
MBbl	Thousands of barrels
Mbopd	Thousands of barrels of oil per day
Mcf or Mscf	Thousand standard cubic feet
MCM	Management committee meeting
m ³ d	Cubic metres per day
mD	Millidarcies (a measure of rock permeability)
MD	Measured depth
MDT	Modular dynamic tester (a wireline logging tool)
Mean	Arithmetic average of a set of numbers
Median	Middle value in a set of values
mg/l	milligrams per litre
MJ	Megajoules (one million Joules)
Mm ³	Thousand cubic metres
Mm ³ d	Thousand cubic metres per day
MM	Million
MMBbl	Millions of barrels
MMBTU	Millions of British Thermal Units
MMcf or MMscf	Million standard cubic feet
MMT	Million tonnes
Mode	Value that exists most frequently in a set of values = most likely
Mcfd or Mscfd	Thousand standard cubic feet per day
MMcfd or MMscfd	Million standard cubic feet per day
MT	Thousand tonnes
MW	Megawatt
MWD	Measuring while drilling
MWh	Megawatt hour
mya	Million years ago
n/a	Not applicable
NGL	Natural gas liquids
N ₂	Nitrogen
NOK	Norwegian krone
NPV	Net Present Value
NPV10	Net Present Value at 10% annual discount rate
NTG	Net to gross ratio
OBM	Oil based mud
OCM	Operating committee meeting
ODT	Oil down to

OPEX	Operating expenditure
OWC	Oil water contact
p.a.	Per annum
Pa	Pascal (metric measurement of pressure)
P&A	Plugged and abandoned
PD	Proved developed
PDP	Proved developed producing
%	Percentage
PI	Productivity index
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)
ppm	Parts per million
PRMS	Petroleum Resources Management System
PSC / PSA	Production sharing contract / Production sharing agreement
PSDM	Post stack depth migration
psi	Pounds per square inch
psia	Pounds per square inch absolute
psig	Pounds per square inch gauge
PUD	Proved undeveloped
PVT	Pressure volume temperature
P10	Value with a 10% probability of being exceeded
P50	Value with a 50% probability of being exceeded
P90	Value with a 90% probability of being exceeded
RF	Recovery factor
RFT	Repeat formation tester (a wireline logging tool)
RT	Rotary table
RUB	Russian Rouble
R_w	Resistivity of water
SCAL	Special core analysis
scf	Standard cubic feet
scfd	Standard cubic feet per day
S_o	Oil saturation
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
SRP	Sucker rod pump
ss	Subsea
ST	Side track
stb	Stock tank barrel
STOIP	Stock tank oil initially in place
S_w	Water saturation
T	Tonnes
TD	Total depth
te	Tonnes equivalent
THP	Tubing head pressure
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf or Tcf	Trillion standard cubic feet
TCM	Technical committee meeting

TOC	Total organic carbon
TOP	Take or pay
tpd	Tonnes per day
TVD	True vertical depth
TVDss	True vertical depth subsea
Undev	Undeveloped
USGS	United States Geological Survey
US\$	United States Dollar
VAT	Value added tax
VSP	Vertical seismic profiling
WC	Water cut
WI	Working interest
WPC	World Petroleum Council
WTI	West Texas Intermediate
wt%	Weight percent
WUT	Water up to
1C	Low estimate of Contingent Resources
2C	Best estimate of Contingent Resource
3C	High estimate of Contingent Resources
2D	Two dimensional
3D	Three dimensional
4D	Four dimensional (time lapse)
1H13	First half (6 months) of 2013 (example of date)
1P	Proved Reserves
2P	Proved plus Probable Reserves
3P	Proved plus Probable plus Possible Reserves
2Q14	Second quarter (3 months) of 2014 (example of date)

Appendix II

SPE PRMS Definitions

Petroleum Resources Management System

Definitions and Guidelines ⁽¹⁾

March 2007

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

International efforts to standardize the definition of petroleum resources and how they are estimated began in the 1930s. Early guidance focused on Proved Reserves. Building on work initiated by the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), SPE published definitions for all Reserves categories in 1987. In the same year, the World Petroleum Council (WPC, then known as the World Petroleum Congress), working independently, published Reserves definitions that were strikingly similar. In 1997, the two organizations jointly released a single set of definitions for Reserves that could be used worldwide. In 2000, the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), SPE and WPC jointly developed a classification system for all petroleum resources. This was followed by additional supporting documents: supplemental application evaluation guidelines (2001) and a glossary of terms utilized in Resources definitions (2005). SPE also published standards for estimating and auditing reserves information (revised 2007).

These definitions and the related classification system are now in common use internationally within the petroleum industry. They provide a measure of comparability and reduce the subjective nature of resources estimation. However, the technologies employed in petroleum exploration, development, production and processing continue to evolve and improve. The SPE Oil and Gas Reserves Committee works closely with other organizations to maintain the definitions and issues periodic revisions to keep current with evolving technologies and changing commercial opportunities.

The SPE PRMS document consolidates, builds on, and replaces guidance previously contained in the 1997 Petroleum Reserves Definitions, the 2000 Petroleum Resources Classification and Definitions publications, and the 2001 "Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources"; the latter document remains a valuable source of more detailed background information.,

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that SPE PRMS will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

The full text of the SPE PRMS Definitions and Guidelines can be viewed at:
www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

¹ These Definitions and Guidelines are extracted from the Society of Petroleum Engineers / World Petroleum Council / American Association of Petroleum Geologists / Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPE/WPC/AAPG/SPEE) Petroleum Resources Management System document ("SPE PRMS"), approved in March 2007.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.

Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

On Production

The development project is currently producing and selling petroleum to market.

The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project “chance of commerciality” can be said to be 100%. The project “decision gate” is the decision to initiate commercial production from the project.

Approved for Development

A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.

At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity’s current or following year’s approved budget. The project “decision gate” is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

Justified for Development

Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.

In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity’s assumptions of future prices, costs, etc. (“forecast case”) and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project “decision gate” is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.

Proved Reserves

Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.

If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes:

- (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and
- (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.

In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that the locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.

Probable Reserves

Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.

It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

Possible Reserves

Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves

The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.

Probable and Possible Reserves

(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)

The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally

higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

Developed Reserves

Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.

Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.

Developed Producing Reserves

Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.

Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Developed Non-Producing Reserves

Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves

Shut-in Reserves are expected to be recovered from:

- (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing,
- (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or
- (3) wells not capable of production for mechanical reasons.

Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

Undeveloped Reserves

Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:

- (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations,
- (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir,
- (3) from infill wells that will increase recovery, or
- (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to
 - (a) recomplete an existing well or
 - (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

CONTINGENT RESOURCES

Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.

Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

Development Pending

A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.

The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to “On Hold” or “Not Viable” status. The project “decision gate” is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.

Development Unclassified or on Hold

A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.

The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to “Not Viable” status. The project “decision gate” is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

Development Not Viable

A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.

The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project “decision gate” is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.

PROSPECTIVE RESOURCES

Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.

Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.

Prospect

A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.

Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.

Lead

A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.

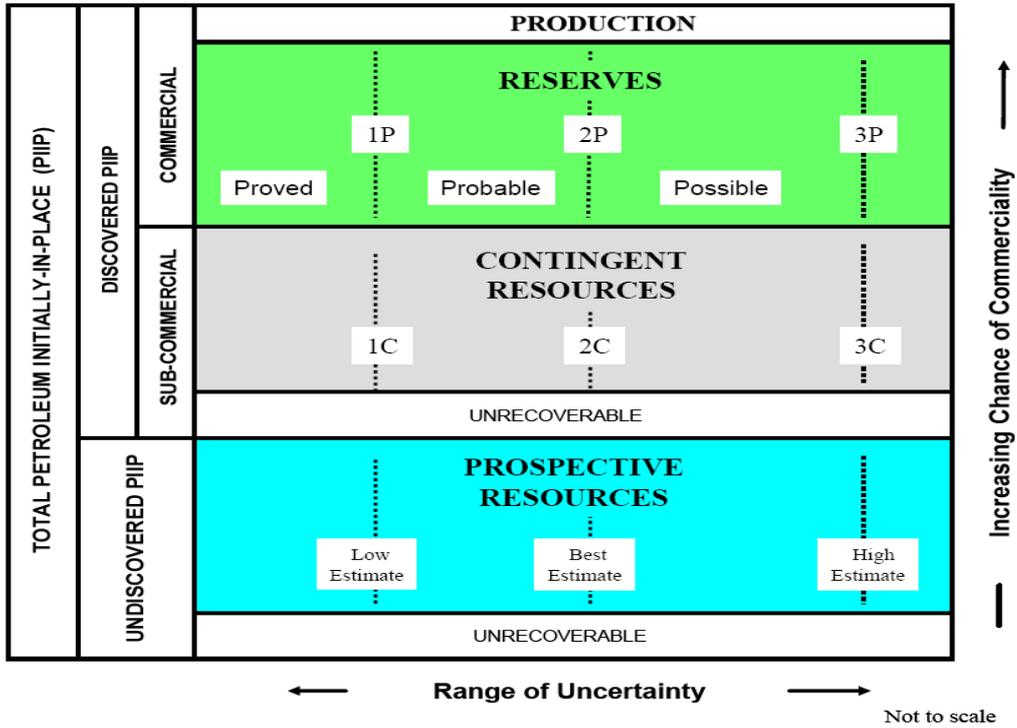
Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.

Play

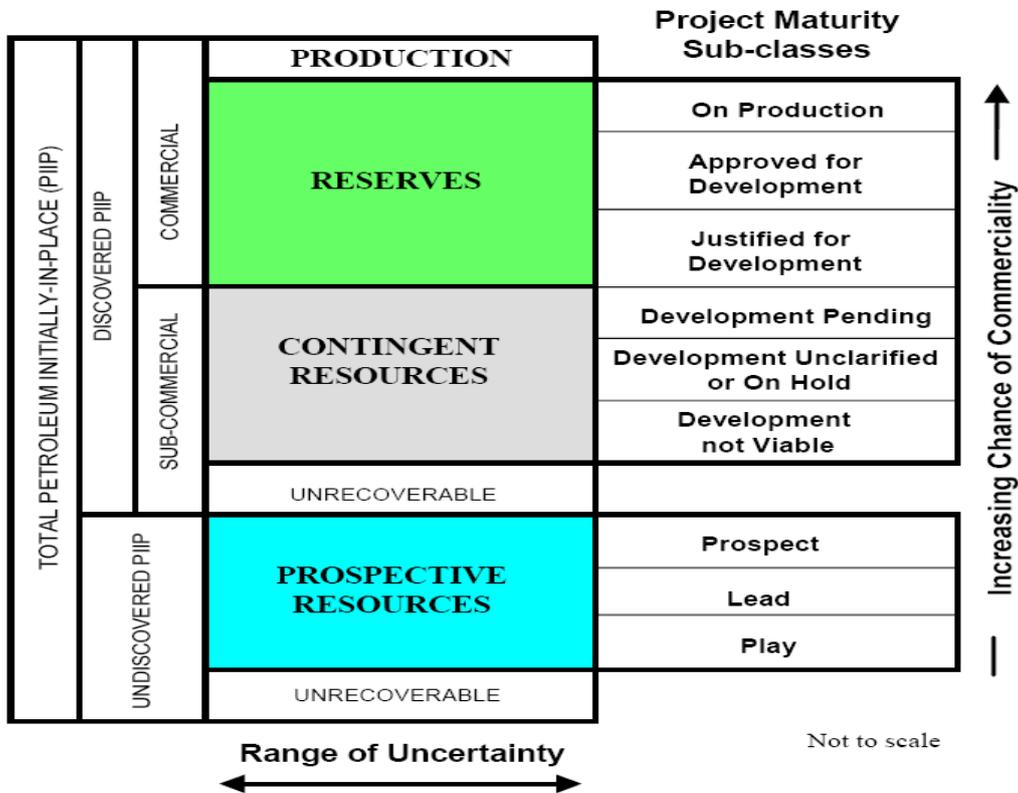
A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.

Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

RESOURCES CLASSIFICATION



PROJECT MATURITY



Appendix III SEC Reserve Definitions

**U.S. SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (SEC)
MODERNIZATION OF OIL AND GAS REPORTING¹**

Oil and Gas Reserves Definitions and Reporting

(a) Definitions

(1) Acquisition of properties. Costs incurred to purchase, lease or otherwise acquire a property, including costs of lease bonuses and options to purchase or lease properties, the portion of costs applicable to minerals when land including mineral rights is purchased in fee, brokers' fees, recording fees, legal costs, and other costs incurred in acquiring properties.

(2) Analogous reservoir. Analogous reservoirs, as used in resources assessments, have similar rock and fluid properties, reservoir conditions (depth, temperature, and pressure) and drive mechanisms, but are typically at a more advanced stage of development than the reservoir of interest and thus may provide concepts to assist in the interpretation of more limited data and estimation of recovery. When used to support proved reserves, an "analogous reservoir" refers to a reservoir that shares the following characteristics with the reservoir of interest:

- (i) Same geological formation (but not necessarily in pressure communication with the reservoir of interest);
- (ii) Same environment of deposition;
- (iii) Similar geological structure; and
- (iv) Same drive mechanism.

Instruction to paragraph (a)(2): Reservoir properties must, in the aggregate, be no more favorable in the analog than in the reservoir of interest.

(3) Bitumen. Bitumen, sometimes referred to as natural bitumen, is petroleum in a solid or semi-solid state in natural deposits with a viscosity greater than 10,000 centipoise measured at original temperature in the deposit and atmospheric pressure, on a gas free basis. In its natural state it usually contains sulfur, metals, and other non-hydrocarbons.

(4) Condensate. Condensate is a mixture of hydrocarbons that exists in the gaseous phase at original reservoir temperature and pressure, but that, when produced, is in the liquid phase at surface pressure and temperature.

(5) Deterministic estimate. The method of estimating reserves or resources is called deterministic when a single value for each parameter (from the geoscience, engineering, or economic data) in the reserves calculation is used in the reserves estimation procedure.

(6) Developed oil and gas reserves. Developed oil and gas reserves are reserves of any category that can be expected to be recovered:

- (i) Through existing wells with existing equipment and operating methods or in which the cost of the required equipment is relatively minor compared to the cost of a new well; and
- (ii) Through installed extraction equipment and infrastructure operational at the time of the reserves estimate if the extraction is by means not involving a well.

(7) Development costs. Costs incurred to obtain access to proved reserves and to provide facilities for extracting, treating, gathering and storing the oil and gas. More specifically, development costs, including depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of development activities, are costs incurred to:

- (i) Gain access to and prepare well locations for drilling, including surveying well locations for the purpose of determining specific development drilling sites, clearing ground,

¹ Extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

draining, road building, and relocating public roads, gas lines, and power lines, to the extent necessary in developing the proved reserves.

- (ii) Drill and equip development wells, development-type stratigraphic test wells, and service wells, including the costs of platforms and of well equipment such as casing, tubing, pumping equipment, and the wellhead assembly.
- (iii) Acquire, construct, and install production facilities such as lease flow lines, separators, treaters, heaters, manifolds, measuring devices, and production storage tanks, natural gas cycling and processing plants, and central utility and waste disposal systems.
- (iv) Provide improved recovery systems.

(8) Development project. A development project is the means by which petroleum resources are brought to the status of economically producible. As examples, the development of a single reservoir or field, an incremental development in a producing field, or the integrated development of a group of several fields and associated facilities with a common ownership may constitute a development project.

(9) Development well. A well drilled within the proved area of an oil or gas reservoir to the depth of a stratigraphic horizon known to be productive.

(10) Economically producible. The term economically producible, as it relates to a resource, means a resource which generates revenue that exceeds, or is reasonably expected to exceed, the costs of the operation. The value of the products that generate revenue shall be determined at the terminal point of oil and gas producing activities as defined in paragraph (a)(16) of this section.

(11) Estimated ultimate recovery (EUR). Estimated ultimate recovery is the sum of reserves remaining as of a given date and cumulative production as of that date.

(12) Exploration costs. Costs incurred in identifying areas that may warrant examination and in examining specific areas that are considered to have prospects of containing oil and gas reserves, including costs of drilling exploratory wells and exploratory-type stratigraphic test wells. Exploration costs may be incurred both before acquiring the related property (sometimes referred to in part as prospecting costs) and after acquiring the property. Principal types of exploration costs, which include depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of exploration activities, are:

- (i) Costs of topographical, geographical and geophysical studies, rights of access to properties to conduct those studies, and salaries and other expenses of geologists, geophysical crews, and others conducting those studies. Collectively, these are sometimes referred to as geological and geophysical or "G&G" costs.
- (ii) Costs of carrying and retaining undeveloped properties, such as delay rentals, ad valorem taxes on properties, legal costs for title defense, and the maintenance of land and lease records.
- (iii) Dry hole contributions and bottom hole contributions.
- (iv) Costs of drilling and equipping exploratory wells.
- (v) Costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells.

(13) Exploratory well. An exploratory well is a well drilled to find a new field or to find a new reservoir in a field previously found to be productive of oil or gas in another reservoir. Generally, an exploratory well is any well that is not a development well, an extension well, a service well, or a stratigraphic test well as those items are defined in this section.

(14) Extension well. An extension well is a well drilled to extend the limits of a known reservoir.

(15) Field. An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field which are separated vertically by intervening impervious strata, or laterally by local geologic barriers, or by both. Reservoirs that are associated by being in overlapping or

adjacent fields may be treated as a single or common operational field. The geological terms "structural feature" and "stratigraphic condition" are intended to identify localized geological features as opposed to the broader terms of basins, trends, provinces, plays, areas-of-interest, etc.

(16) Oil and gas producing activities.

- (i) Oil and gas producing activities include:
 - (A) The search for crude oil, including condensate and natural gas liquids, or natural gas ("oil and gas") in their natural states and original locations;
 - (B) The acquisition of property rights or properties for the purpose of further exploration or for the purpose of removing the oil or gas from such properties;
 - (C) The construction, drilling, and production activities necessary to retrieve oil and gas from their natural reservoirs, including the acquisition, construction, installation, and maintenance of field gathering and storage systems, such as:
 - (1) Lifting the oil and gas to the surface; and
 - (2) Gathering, treating, and field processing (as in the case of processing gas to extract liquid hydrocarbons); and
 - (D) Extraction of saleable hydrocarbons, in the solid, liquid, or gaseous state, from oil sands, shale, coalbeds, or other nonrenewable natural resources which are intended to be upgraded into synthetic oil or gas, and activities undertaken with a view to such extraction.

Instruction 1 to paragraph (a)(16)(i): The oil and gas production function shall be regarded as ending at a "terminal point", which is the outlet valve on the lease or field storage tank. If unusual physical or operational circumstances exist, it may be appropriate to regard the terminal point for the production function as:

- a. The first point at which oil, gas, or gas liquids, natural or synthetic, are delivered to a main pipeline, a common carrier, a refinery, or a marine terminal; and
- b. In the case of natural resources that are intended to be upgraded into synthetic oil or gas, if those natural resources are delivered to a purchaser prior to upgrading, the first point at which the natural resources are delivered to a main pipeline, a common carrier, a refinery, a marine terminal, or a facility which upgrades such natural resources into synthetic oil or gas.

Instruction 2 to paragraph (a)(16)(i): For purposes of this paragraph (a)(16), the term saleable hydrocarbons means hydrocarbons that are saleable in the state in which the hydrocarbons are delivered.

- (ii) Oil and gas producing activities do not include:
 - (A) Transporting, refining, or marketing oil and gas;
 - (B) Processing of produced oil, gas or natural resources that can be upgraded into synthetic oil or gas by a registrant that does not have the legal right to produce or a revenue interest in such production;
 - (C) Activities relating to the production of natural resources other than oil, gas, or natural resources from which synthetic oil and gas can be extracted; or
 - (D) Production of geothermal steam.

(17) Possible reserves. Possible reserves are those additional reserves that are less certain to be recovered than probable reserves.

- (i) When deterministic methods are used, the total quantities ultimately recovered from a project have a low probability of exceeding proved plus probable plus possible reserves. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the total quantities ultimately recovered will equal or exceed the proved

plus probable plus possible reserves estimates.

- (ii) Possible reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to probable reserves where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this will be in areas where geoscience and engineering data are unable to define clearly the area and vertical limits of commercial production from the reservoir by a defined project.
- (iii) Possible reserves also include incremental quantities associated with a greater percentage recovery of the hydrocarbons in place than the recovery quantities assumed for probable reserves.
- (iv) The proved plus probable and proved plus probable plus possible reserves estimates must be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.
- (v) Possible reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from proved areas by faults with displacement less than formation thickness or other geological discontinuities and that have not been penetrated by a wellbore, and the registrant believes that such adjacent portions are in communication with the known (proved) reservoir. Possible reserves may be assigned to areas that are structurally higher or lower than the proved area if these areas are in communication with the proved reservoir.
- (vi) Pursuant to paragraph (a)(22)(iii) of this section, where direct observation has defined a highest known oil (HKO) elevation and the potential exists for an associated gas cap, proved oil reserves should be assigned in the structurally higher portions of the reservoir above the HKO only if the higher contact can be established with reasonable certainty through reliable technology. Portions of the reservoir that do not meet this reasonable certainty criterion may be assigned as probable and possible oil or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

(18) Probable reserves. Probable reserves are those additional reserves that are less certain to be recovered than proved reserves but which, together with proved reserves, are as likely as not to be recovered.

- (i) When deterministic methods are used, it is as likely as not that actual remaining quantities recovered will exceed the sum of estimated proved plus probable reserves. When probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the proved plus probable reserves estimates.
- (ii) Probable reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to proved reserves where data control or interpretations of available data are less certain, even if the interpreted reservoir continuity of structure or productivity does not meet the reasonable certainty criterion. Probable reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the proved area if these areas are in communication with the proved reservoir.
- (iii) Probable reserves estimates also include potential incremental quantities associated with a greater percentage recovery of the hydrocarbons in place than assumed for proved reserves.
- (iv) See also guidelines in paragraphs (a)(17)(iv) and (a)(17)(vi) of this section.

(19) Probabilistic estimate. The method of estimation of reserves or resources is called probabilistic when the full range of values that could reasonably occur for each unknown parameter (from the geoscience and engineering data) is used to generate a full range of possible outcomes and their associated probabilities of occurrence.

(20) Production costs.

- (i) Costs incurred to operate and maintain wells and related equipment and facilities,

including depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of operating and maintaining those wells and related equipment and facilities, they become part of the cost of oil and gas produced. Examples of production costs (sometimes called lifting costs) are:

- (A) Costs of labor to operate the wells and related equipment and facilities.
 - (B) Repairs and maintenance.
 - (C) Materials, supplies, and fuel consumed and supplies utilized in operating the wells and related equipment and facilities.
 - (D) Property taxes and insurance applicable to proved properties and wells and related equipment and facilities.
 - (E) Severance taxes.
- (ii) Some support equipment or facilities may serve two or more oil and gas producing activities and may also serve transportation, refining, and marketing activities. To the extent that the support equipment and facilities are used in oil and gas producing activities, their depreciation and applicable operating costs become exploration, development or production costs, as appropriate. Depreciation, depletion, and amortization of capitalized acquisition, exploration, and development costs are not production costs but also become part of the cost of oil and gas produced along with production (lifting) costs identified above.

(21) Proved area. The part of a property to which proved reserves have been specifically attributed.

(22) Proved oil and gas reserves. Proved oil and gas reserves are those quantities of oil and gas, which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be economically producible—from a given date forward, from known reservoirs, and under existing economic conditions, operating methods, and government regulations—prior to the time at which contracts providing the right to operate expire, unless evidence indicates that renewal is reasonably certain, regardless of whether deterministic or probabilistic methods are used for the estimation. The project to extract the hydrocarbons must have commenced or the operator must be reasonably certain that it will commence the project within a reasonable time.

- (i) The area of the reservoir considered as proved includes:
 - (A) The area identified by drilling and limited by fluid contacts, if any, and
 - (B) Adjacent undrilled portions of the reservoir that can, with reasonable certainty, be judged to be continuous with it and to contain economically producible oil or gas on the basis of available geoscience and engineering data.
- (ii) In the absence of data on fluid contacts, proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbons (LKH) as seen in a well penetration unless geoscience, engineering, or performance data and reliable technology establishes a lower contact with reasonable certainty.
- (iii) Where direct observation from well penetrations has defined a highest known oil (HKO) elevation and the potential exists for an associated gas cap, proved oil reserves may be assigned in the structurally higher portions of the reservoir only if geoscience, engineering, or performance data and reliable technology establish the higher contact with reasonable certainty.
- (iv) Reserves which can be produced economically through application of improved recovery techniques (including, but not limited to, fluid injection) are included in the proved classification when:
 - (A) Successful testing by a pilot project in an area of the reservoir with properties no more favorable than in the reservoir as a whole, the operation of an installed program in the reservoir or an analogous reservoir, or other evidence using reliable technology establishes the reasonable certainty of the engineering

analysis on which the project or program was based; and

- (B) The project has been approved for development by all necessary parties and entities, including governmental entities.
- (v) Existing economic conditions include prices and costs at which economic producibility from a reservoir is to be determined. The price shall be the average price during the 12-month period prior to the ending date of the period covered by the report, determined as an unweighted arithmetic average of the first-day-of-the-month price for each month within such period, unless prices are defined by contractual arrangements, excluding escalations based upon future conditions.
- (23) Proved properties. Properties with proved reserves.
- (24) Reasonable certainty. If deterministic methods are used, reasonable certainty means a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. A high degree of confidence exists if the quantity is much more likely to be achieved than not, and, as changes due to increased availability of geoscience (geological, geophysical, and geochemical), engineering, and economic data are made to estimated ultimate recovery (EUR) with time, reasonably certain EUR is much more likely to increase or remain constant than to decrease.
- (25) Reliable technology. Reliable technology is a grouping of one or more technologies (including computational methods) that has been field tested and has been demonstrated to provide reasonably certain results with consistency and repeatability in the formation being evaluated or in an analogous formation.
- (26) Reserves. Reserves are estimated remaining quantities of oil and gas and related substances anticipated to be economically producible, as of a given date, by application of development projects to known accumulations. In addition, there must exist, or there must be a reasonable expectation that there will exist, the legal right to produce or a revenue interest in the production, installed means of delivering oil and gas or related substances to market, and all permits and financing required to implement the project.
- Note to paragraph (a)(26): Reserves should not be assigned to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until those reservoirs are penetrated and evaluated as economically producible. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by a non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results). Such areas may contain prospective resources (i.e., potentially recoverable resources from undiscovered accumulations).
- (27) Reservoir. A porous and permeable underground formation containing a natural accumulation of producible oil and/or gas that is confined by impermeable rock or water barriers and is individual and separate from other reservoirs.
- (28) Resources. Resources are quantities of oil and gas estimated to exist in naturally occurring accumulations. A portion of the resources may be estimated to be recoverable, and another portion may be considered to be unrecoverable. Resources include both discovered and undiscovered accumulations.
- (29) Service well. A well drilled or completed for the purpose of supporting production in an existing field. Specific purposes of service wells include gas injection, water injection, steam injection, air injection, salt-water disposal, water supply for injection, observation, or injection for in-situ combustion.
- (30) Stratigraphic test well. A stratigraphic test well is a drilling effort, geologically directed, to obtain information pertaining to a specific geologic condition. Such wells customarily are drilled without the intent of being completed for hydrocarbon production. The classification also includes tests identified as core tests and all types of expendable holes related to hydrocarbon exploration. Stratigraphic tests are classified as "exploratory type" if not drilled in a known area or "development type" if drilled in a known area.

(31) Undeveloped oil and gas reserves. Undeveloped oil and gas reserves are reserves of any category that are expected to be recovered from new wells on undrilled acreage, or from existing wells where a relatively major expenditure is required for recompletion.

- (i) Reserves on undrilled acreage shall be limited to those directly offsetting development spacing areas that are reasonably certain of production when drilled, unless evidence using reliable technology exists that establishes reasonable certainty of economic producibility at greater distances.
- (ii) Undrilled locations can be classified as having undeveloped reserves only if a development plan has been adopted indicating that they are scheduled to be drilled within five years, unless the specific circumstances, justify a longer time.
- (iii) Under no circumstances shall estimates for undeveloped reserves be attributable to any acreage for which an application of fluid injection or other improved recovery technique is contemplated, unless such techniques have been proved effective by actual projects in the same reservoir or an analogous reservoir, as defined in paragraph (a)(2) of this section, or by other evidence using reliable technology establishing reasonable certainty.

(32) Unproved properties. Properties with no proved reserves.

Appendix IV Cash Flow Outputs



SEC Unescalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	2,681.69	2,032.82
5.0%	2,219.60	1,671.01
7.5%	2,038.99	1,529.86
10.0%	1,883.80	1,408.72
12.5%	1,749.48	1,304.03
15.0%	1,632.46	1,212.94
IRR	100+	100+

Field:	Kalamkas	
Case:	PD	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue	MET	Net Revenue	Contractor Revenue	Expl&Appr Costs	Capital Costs	Aband Costs	Operating Costs	Bonus Payments	Carry/ Reimburse	Non Income	Based Charges	Pre Tax	Excess	Corporate	Post Tax
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM	NCF US\$ MM	Profit Tax US\$ MM	Income Tax US\$ MM	NCF US\$ MM
Jan-18	2.72	306.79	1.17	136.56			993.41	109.94	883.47	883.47		47.95		149.78			248.83	16.15	420.74	58.93	79.35	282.46
Jan-19	2.52	306.79	1.09	136.56			922.76	102.12	820.64	820.64		50.70		151.03			231.13	15.75	372.02	40.58	68.63	262.80
Jan-20	2.34	306.79	1.01	136.56			856.84	94.83	762.01	762.01		21.01		150.22			214.62	14.53	361.64	28.99	59.99	272.66
Jan-21	2.17	306.79	0.94	136.56			793.47	87.18	706.30	706.30		25.73		149.43			198.75	13.66	318.72	19.30	51.58	247.85
Jan-22	2.00	306.79	0.87	136.56			733.21	80.56	652.65	652.65		35.71		148.68			183.65	12.92	271.69	10.43	43.10	218.16
Jan-23	1.83	306.79	0.79	136.56			667.75	66.46	601.29	601.29		33.92		139.39			167.26	11.95	248.77	6.85	37.14	204.78
Jan-24	1.63	306.79	0.71	136.56			597.77	59.49	538.28	538.28		32.23		138.52			149.73	10.97	206.83	1.46	28.41	176.96
Jan-25	1.46	306.79	0.63	136.56			535.27	53.27	482.00	482.00		30.61		137.75			134.08	10.96	168.60	10.93	33.86	123.80
Jan-26	1.31	306.79	0.57	136.56			479.44	47.72	431.73	431.73		29.08		137.06			120.09	10.98	134.52	5.65	27.34	101.52
Jan-27	1.17	306.79	0.51	136.56			429.55	42.75	386.79	386.79		27.63		136.44			107.59	10.96	104.18	1.22	20.74	82.22
Jan-28	0.99	306.79	0.43	136.56			360.68	31.88	328.81	328.81		26.25		127.32			90.34	10.91	73.98		14.37	59.61
Totals (>01-Jan-18):	20.15	MMT	8.70	MMT	-	BCM	7,370.15	776.19	6,593.96	6,593.96	-	360.82	-	1,565.62	-	-	1,846.08	139.74	2,681.69	184.34	464.53	2,032.82



Gaffney, Cline & Associates

SEC Unescalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas	
Case:	1P	
	<i>Initial</i>	<i>Final</i>
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	3,242.03	2,405.97
5.0%	2,628.32	1,934.00
7.5%	2,391.05	1,752.06
10.0%	2,188.60	1,597.13
12.5%	2,014.62	1,464.27
15.0%	1,864.10	1,349.56
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	2.79	306.79	1.20	136.56			1,020.89	112.98	907.90	907.90		88.96		150.12			255.71	17.09	396.02	60.05	81.38	254.59
Jan-19	2.74	306.79	1.18	136.56			1,002.61	110.96	891.65	891.65		94.55		152.02			251.14	17.18	376.76	46.97	75.81	253.99
Jan-20	2.69	306.79	1.16	136.56			982.95	108.79	874.16	874.16		61.12		151.78			246.21	16.24	398.81	39.95	71.70	287.16
Jan-21	2.61	306.79	1.13	136.56			955.96	105.80	850.16	850.16		66.51		151.45			239.45	15.62	377.14	31.21	66.45	279.48
Jan-22	2.52	306.79	1.09	136.56			922.70	102.12	820.58	820.58		71.40		151.03			231.12	14.91	352.12	23.01	60.28	268.83
Jan-23	2.32	306.79	1.00	136.56			848.99	93.96	755.03	755.03		38.77		141.64			212.66	13.24	348.72	15.22	51.91	281.59
Jan-24	2.05	306.79	0.88	136.56			748.18	82.20	665.98	665.98		36.83		140.39			187.40	11.86	289.50	6.02	39.68	243.79
Jan-25	1.80	306.79	0.78	136.56			660.10	65.70	594.41	594.41		34.99		139.29			165.34	11.53	243.24	18.19	44.57	180.48
Jan-26	1.59	306.79	0.69	136.56			583.05	58.03	525.02	525.02		33.24		138.34			146.04	11.32	196.08	11.39	36.58	148.12
Jan-27	1.41	306.79	0.61	136.56			515.55	51.31	464.24	464.24		31.58		137.50			129.14	11.14	154.88	5.47	28.84	120.57
Jan-28	1.17	306.79	0.50	136.56			427.58	42.56	385.03	385.03		30.00		128.15			107.10	11.02	108.76	1.06	20.35	87.35
Totals (>01-Jan-18):	23.70	MMT	10.23	MMT	-	BCM	8,668.56	934.40	7,734.17	7,734.17	-	587.97	-	1,581.72	-	-	2,171.31	151.14	3,242.03	258.53	577.53	2,405.97



SEC Unescalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas	
Case:	2P	
	<i>Initial</i>	<i>Final</i>
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	3,716.18	2,689.75
5.0%	2,969.61	2,137.22
7.5%	2,683.76	1,925.91
10.0%	2,441.33	1,746.86
12.5%	2,234.22	1,594.05
15.0%	2,056.06	1,462.73
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field	MET	Net	Contractor	Expl&Appr	Capital	Aband	Operating	Bonus	Carry/ Reimburse	Non Income Based Charges		Pre Tax	Excess	Corporate	Post Tax
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	Revenue US\$ MM	Revenue US\$ MM	Revenue US\$ MM	Revenue US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Payments US\$ MM	US\$ MM	ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM	NCF US\$ MM	Profit Tax US\$ MM	Income Tax US\$ MM	NCF US\$ MM
Jan-18	2.80	306.79	1.21	136.56			1,022.76	113.19	909.56	909.56		88.96		150.15			256.18	17.09	397.19	60.42	81.61	255.16
Jan-19	2.78	306.79	1.20	136.56			1,016.93	112.55	904.38	904.38		94.55		152.20			254.72	17.18	385.73	49.35	77.60	258.78
Jan-20	2.77	306.79	1.20	136.56			1,013.12	112.12	901.00	901.00		61.12		152.15			253.77	16.24	417.71	44.84	75.48	297.39
Jan-21	2.76	306.79	1.19	136.56			1,008.02	111.56	896.46	896.46		66.51		152.09			252.49	15.62	409.75	39.66	72.97	297.12
Jan-22	2.74	306.79	1.18	136.56			1,000.25	110.70	889.55	889.55		71.40		151.99			250.54	14.91	400.70	33.75	70.00	296.95
Jan-23	2.62	306.79	1.13	136.56			957.03	105.92	851.11	851.11		38.77		142.98			239.72	13.24	416.41	28.77	65.45	322.19
Jan-24	2.33	306.79	1.01	136.56			853.53	94.46	759.07	759.07		36.83		141.69			213.79	11.86	354.89	16.26	52.76	285.88
Jan-25	2.08	306.79	0.90	136.56			761.84	83.70	678.14	678.14		34.99		140.56			190.83	11.53	300.23	31.80	55.97	212.46
Jan-26	1.86	306.79	0.80	136.56			680.53	67.73	612.80	612.80		33.24		139.55			170.46	11.32	258.23	25.08	49.01	184.14
Jan-27	1.66	306.79	0.72	136.56			608.36	60.55	547.81	547.81		31.58		138.65			152.38	11.14	214.06	16.09	40.67	157.29
Jan-28	1.39	306.79	0.60	136.56			509.96	50.75	459.20	459.20		30.00		129.17			127.73	11.02	161.28	8.05	30.85	122.37
Totals (>01-Jan-18):	25.79	MMT	11.13	MMT	-	BCM	9,432.32	1,023.23	8,409.09	8,409.09	-	587.97	-	1,591.18	-	-	2,362.61	151.14	3,716.18	354.07	672.36	2,689.75



SEC Unescalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas		
Case:	3P		
	Initial	Final	
Working Interest:	100.0%	100.0%	
Revenue Interest:	100.0%	100.0%	

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	4,151.17	2,928.41
5.0%	3,261.21	2,297.11
7.5%	2,924.70	2,057.99
10.0%	2,641.54	1,856.59
12.5%	2,401.48	1,685.70
15.0%	2,196.51	1,539.68
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
	Jan-18	2.80	306.79	1.21	136.56													1,022.76				
Jan-19	2.78	306.79	1.20	136.56			1,016.93	112.55	904.38	904.38		94.55		152.20			254.72	17.18	385.73	49.35	77.60	258.78
Jan-20	2.77	306.79	1.20	136.56			1,013.12	112.12	901.00	901.00		61.12		152.15			253.77	16.24	417.71	44.84	75.48	297.39
Jan-21	2.76	306.79	1.19	136.56			1,008.02	111.56	896.46	896.46		66.51		152.09			252.49	15.62	409.75	39.66	72.97	297.12
Jan-22	2.74	306.79	1.18	136.56			1,000.25	110.70	889.55	889.55		71.40		151.99			250.54	14.91	400.70	33.75	70.00	296.95
Jan-23	2.74	306.79	1.18	136.56			1,000.25	110.70	889.55	889.55		38.77		143.51			250.54	13.24	443.48	35.77	70.86	336.85
Jan-24	2.71	306.79	1.17	136.56			992.75	109.87	882.88	882.88		36.83		143.42			248.66	11.86	442.11	35.20	70.20	336.71
Jan-25	2.46	306.79	1.06	136.56			900.56	99.67	800.89	800.89		34.99		142.28			225.57	11.53	386.52	57.33	73.23	255.97
Jan-26	2.24	306.79	0.96	136.56			817.40	89.81	727.60	727.60		33.24		141.24			204.74	11.32	337.05	46.77	64.77	225.51
Jan-27	2.03	306.79	0.88	136.56			742.34	81.56	660.79	660.79		31.58		140.31			185.94	11.14	291.81	34.91	56.23	200.67
Jan-28	1.73	306.79	0.75	136.56			632.05	62.90	569.14	569.14		30.00		130.69			158.32	11.02	239.12	25.40	46.42	167.30
Totals (>01-Jan-18):	27.74	MMT	11.97	MMT	-	BCM	10,146.42	1,114.63	9,031.80	9,031.80	-	587.97	-	1,600.04	-	-	2,541.48	151.14	4,151.17	463.40	759.36	2,928.41



SEC Unescalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	1,021.46	895.66
5.0%	889.30	775.45
7.5%	834.72	725.98
10.0%	786.26	682.19
12.5%	743.05	643.22
15.0%	704.33	608.40
IRR	100+	100+

Field:	Zhetybai + Satellites	
Case:	PD	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.60	325.33	0.69	144.81			622.36	61.94	560.42	560.42		27.56		142.04			151.04	16.63	223.15	5.90	34.16	183.09
Jan-19	1.51	325.33	0.65	144.81			584.05	58.13	525.93	525.93		21.44		144.93			141.74	15.64	202.16	1.60	28.10	172.46
Jan-20	1.39	325.33	0.60	144.81			538.50	53.59	484.91	484.91		56.78		129.64			130.69	15.47	152.33	0.21	23.50	128.62
Jan-21	1.26	325.33	0.54	144.81			488.37	48.61	439.77	439.77		49.04		126.94			118.52	14.64	130.62		16.14	114.48
Jan-22	1.14	325.33	0.49	144.81			442.68	43.70	398.98	398.98		35.51		126.37			107.43	13.48	116.18		9.48	106.70
Jan-23	0.98	325.33	0.42	144.81			380.55	33.63	346.92	346.92		33.74		111.53			92.36	12.33	96.97		4.27	92.70
Jan-24	0.83	325.33	0.36	144.81			322.16	28.47	293.68	293.68		32.05		110.59			78.18	11.15	61.71			61.71
Jan-25	0.71	325.33	0.30	144.81			273.49	24.17	249.32	249.32		30.45		109.81			66.37	11.07	31.62		2.43	29.18
Jan-26	0.60	325.33	0.26	144.81			232.84	20.58	212.26	212.26		28.93		109.15			56.51	10.96	6.72		0.00	6.72
Totals (>01-Jan-18):	10.02	MMT	4.32	MMT	-	BCM	3,885.01	372.82	3,512.19	3,512.19	-	315.50	-	1,111.01	-	-	942.85	121.37	1,021.46	7.72	118.08	895.66



SEC Unescalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	1,379.85	1,180.80
5.0%	1,124.61	953.65
7.5%	1,023.86	864.35
10.0%	936.90	787.49
12.5%	861.41	720.96
15.0%	795.54	663.06
IRR	100+	100+

Field:	Zhetybai + Satellites	
Case:	1P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			637.84	63.48	574.36	574.36		126.85		142.28			154.80	18.89	131.54	3.59	32.72	95.23
Jan-19	1.69	325.33	0.73	144.81			657.16	65.40	591.75	591.75		119.93		146.10			159.49	18.92	147.32	1.43	30.89	115.00
Jan-20	1.75	325.33	0.75	144.81			677.99	67.48	610.51	610.51		121.76		131.90			164.54	18.80	173.51	1.98	32.85	138.68
Jan-21	1.77	325.33	0.76	144.81			686.79	68.35	618.44	618.44		130.22		130.19			166.68	18.58	172.77	0.54	30.48	141.75
Jan-22	1.72	325.33	0.74	144.81			665.59	66.24	599.35	599.35		100.95		130.02			161.53	17.32	189.52		24.95	164.57
Jan-23	1.51	325.33	0.65	144.81			584.05	58.13	525.92	525.92		42.14		114.86			141.74	14.78	212.39		16.50	195.89
Jan-24	1.25	325.33	0.54	144.81			483.62	48.13	435.49	435.49		40.04		113.24			117.37	12.78	152.06		4.01	148.05
Jan-25	1.04	325.33	0.45	144.81			401.63	39.65	361.98	361.98		38.03		111.91			97.47	12.08	102.49		11.45	91.03
Jan-26	0.86	325.33	0.37	144.81			334.56	29.57	304.99	304.99		36.13		110.82			81.19	11.54	65.30		6.09	59.21
Jan-27	0.72	325.33	0.31	144.81			279.57	24.71	254.87	254.87		34.33		109.93			67.85	11.17	31.59		1.56	30.03
Jan-28	0.57	325.33	0.24	144.81			219.63	19.06	200.57	200.57		32.61		102.32			53.30	10.98	1.36			1.36
Totals (>01-Jan-18):	14.51	MMT	6.26	MMT	-	BCM	5,628.42	550.19	5,078.23	5,078.23	-	822.99	-	1,343.59	-	-	1,365.96	165.84	1,379.85	7.54	191.51	1,180.80



SEC Unescalated Prices and Costs

Field:	Zhetybai + Satellites	
Case:	2P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	1,714.17	1,450.51
5.0%	1,346.55	1,133.07
7.5%	1,205.71	1,011.59
10.0%	1,086.36	908.72
12.5%	984.56	821.05
15.0%	897.18	745.88
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			635.85	63.28	572.57	572.57		126.85		142.24			154.32	18.89	130.28	3.41	32.47	94.40
Jan-19	1.66	325.33	0.71	144.81			641.98	63.89	578.08	578.08		119.93		145.82			155.80	18.92	137.62	0.75	28.95	107.92
Jan-20	1.67	325.33	0.72	144.81			645.99	64.29	581.69	581.69		121.76		131.31			156.77	18.80	153.05	0.55	28.75	123.74
Jan-21	1.71	325.33	0.74	144.81			665.03	66.19	598.84	598.84		130.22		129.76			161.40	18.58	158.89		27.71	131.19
Jan-22	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		100.95		130.07			163.39	17.32	194.50		25.95	168.55
Jan-23	1.82	325.33	0.78	144.81			705.37	70.20	635.17	635.17		42.14		116.86			171.19	14.78	290.20	0.95	32.06	257.19
Jan-24	1.54	325.33	0.66	144.81			596.26	59.34	536.92	536.92		40.04		115.08			144.71	12.78	224.31		18.46	205.85
Jan-25	1.30	325.33	0.56	144.81			505.00	50.26	454.74	454.74		38.03		113.60			122.56	12.08	168.46	1.57	24.65	142.24
Jan-26	1.11	325.33	0.48	144.81			428.57	42.31	386.26	386.26		36.13		112.36			104.01	11.54	122.22		17.48	104.74
Jan-27	0.94	325.33	0.41	144.81			364.47	32.21	332.26	332.26		34.33		111.32			88.45	11.17	87.00		12.64	74.36
Jan-28	0.75	325.33	0.32	144.81			291.08	25.72	265.36	265.36		32.61		103.49			70.64	10.98	47.64		7.30	40.34
Totals (>01- Jan-18):	15.87	MMT	6.85	MMT	-	BCM	6,152.84	604.71	5,548.13	5,548.13	-	822.99	-	1,351.91	-	-	1,493.23	165.84	1,714.17	7.24	256.42	1,450.51



SEC Unescalated Prices and Costs

Field:	Zhetysai + Satellites	
Case:	3P	
	<i>Initial</i>	<i>Final</i>
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	2,032.72	1,679.44
5.0%	1,555.35	1,282.91
7.5%	1,376.21	1,133.86
10.0%	1,226.33	1,009.03
12.5%	1,100.05	903.78
15.0%	992.93	814.44
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.64	325.33	0.71	144.81			635.85	63.28	572.57	572.57		126.85		142.23			154.32	18.89	130.29	3.42	32.47	94.40
Jan-19	1.66	325.33	0.71	144.81			641.98	63.89	578.08	578.08		119.93		145.78			155.80	18.92	137.65	0.75	28.96	107.94
Jan-20	1.67	325.33	0.72	144.81			645.99	64.29	581.69	581.69		121.76		131.25			156.77	18.80	153.11	0.56	28.77	123.78
Jan-21	1.71	325.33	0.74	144.81			665.03	66.19	598.84	598.84		130.22		129.68			161.40	18.58	158.97		27.72	131.25
Jan-22	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		100.95		129.99			163.39	17.32	194.59		25.97	168.62
Jan-23	1.74	325.33	0.75	144.81			673.24	67.00	606.24	606.24		42.14		116.22			163.39	14.78	269.70		27.96	241.74
Jan-24	1.76	325.33	0.76	144.81			681.19	67.80	613.40	613.40		40.04		116.43			165.32	12.78	278.84	0.08	29.37	249.39
Jan-25	1.62	325.33	0.70	144.81			630.20	62.72	567.48	567.48		38.03		115.63			152.94	12.08	248.79	14.29	40.71	193.79
Jan-26	1.41	325.33	0.61	144.81			547.66	54.51	493.16	493.16		36.13		114.29			132.91	11.54	198.29	8.02	32.69	157.58
Jan-27	1.23	325.33	0.53	144.81			476.59	47.43	429.15	429.15		34.33		113.13			115.66	11.17	154.87	4.58	26.21	124.08
Jan-28	1.00	325.33	0.43	144.81			389.15	38.42	350.74	350.74		32.61		105.07			94.44	10.98	107.63	1.46	19.30	86.87
Totals (>01-Jan-18):	17.17	MMT	7.41	MMT	-	BCM	6,660.12	662.53	5,997.58	5,997.58	-	822.99	-	1,359.70	-	-	1,616.34	165.84	2,032.72	33.15	320.13	1,679.44



SPE Escalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas	
Case:	PD	
	<i>Initial</i>	<i>Final</i>
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	3,635.96	2,670.83
5.0%	2,956.37	2,159.54
7.5%	2,694.76	1,962.93
10.0%	2,472.03	1,795.70
12.5%	2,280.98	1,652.38
15.0%	2,115.93	1,528.70
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM	
	Production	Price	Production	Price	Production	Price											ERT & E Duty	Other					
	MMT	US\$/Tonne	MMT	US\$/Tonne	BCM	US\$/BCM											US\$ MM	US\$ MM					
Jan-18	2.72	382.11	1.17	154.89			1,219.50	131.37	1,088.13	1,088.13		47.95		149.78				349.04	16.15	525.20	80.17	100.24	344.79
Jan-19	2.52	357.02	1.09	146.32			1,060.14	115.28	944.86	944.86		51.71		154.05				302.74	15.77	420.59	45.55	78.52	296.51
Jan-20	2.34	380.31	1.01	154.27			1,047.00	112.86	934.14	934.14		21.86		156.29				288.75	14.56	452.68	46.63	78.31	327.74
Jan-21	2.17	389.34	0.94	157.35			992.05	105.87	886.19	886.19		27.30		158.58				280.99	13.72	405.60	32.32	69.17	304.12
Jan-22	2.00	398.56	0.87	160.50			937.91	99.78	838.13	838.13		38.65		160.94				262.23	13.02	363.29	23.92	61.81	277.56
Jan-23	1.85	407.96	0.80	163.71			885.67	85.07	800.60	800.60		37.45		161.51				244.48	12.09	345.06	19.09	56.81	269.16
Jan-24	1.70	417.55	0.73	166.99			830.89	79.58	751.32	751.32		36.29		162.43				251.57	11.14	289.88	7.63	45.54	236.71
Jan-25	1.55	427.33	0.67	170.33			775.49	74.06	701.43	701.43		35.17		163.66				231.96	11.18	259.47	21.35	52.53	185.59
Jan-26	1.41	437.30	0.61	173.73			720.83	68.65	652.18	652.18		34.08		165.16				213.04	11.24	228.67	16.18	46.65	165.85
Jan-27	1.27	447.48	0.55	177.21			663.66	63.03	600.63	600.63		33.02		163.55				193.83	11.25	198.97	10.16	40.13	148.68
Jan-28	1.06	457.85	0.46	180.75			568.08	53.40	514.69	514.69		32.00		155.61				169.29	11.24	146.55	3.16	29.27	114.12
Totals (>01-Jan-18):	20.59	MMT	8.88	MMT	-	BCM	9,701.24	988.94	8,712.30	8,712.30	-	395.48	-	1,751.58	-	-	-	2,787.93	141.35	3,635.96	306.15	658.98	2,670.83



SPE Escalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas	
Case:	1P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	4,406.08	3,165.52
5.0%	3,518.25	2,510.80
7.5%	3,179.16	2,261.21
10.0%	2,891.98	2,050.12
12.5%	2,646.97	1,870.28
15.0%	2,436.46	1,715.99
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue	MET	Net Revenue	Contractor Revenue	Expl&Appr Costs	Capital Costs	Aband Costs	Operating Costs	Bonus Payments	Carry/ Reimburse	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF	Excess Profit Tax	Corporate Income Tax	Post Tax NCF
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM
Jan-18	2.79	382.11	1.20	154.89			1,253.23	135.00	1,118.23	1,118.23		88.96		150.12			358.70	17.09	503.36	81.87	102.85	318.64
Jan-19	2.74	357.02	1.18	146.32			1,151.88	125.25	1,026.63	1,026.63		96.44		155.06			328.94	17.22	428.96	52.41	86.57	289.98
Jan-20	2.69	380.31	1.16	154.27			1,201.09	129.47	1,071.62	1,071.62		63.59		157.91			331.25	16.31	502.55	61.07	92.81	348.67
Jan-21	2.61	389.34	1.13	157.35			1,195.21	128.43	1,066.77	1,066.77		70.58		160.72			338.53	15.75	481.20	49.50	87.82	343.88
Jan-22	2.52	398.56	1.09	160.50			1,180.30	126.44	1,053.86	1,053.86		77.29		163.48			330.01	15.12	467.96	42.94	84.20	340.82
Jan-23	2.35	407.96	1.01	163.71			1,124.90	120.15	1,004.75	1,004.75		42.81		164.02			310.52	13.45	473.95	33.88	77.21	362.86
Jan-24	2.12	417.55	0.91	166.99			1,037.53	109.73	927.80	927.80		41.48		164.59			314.13	12.10	395.50	14.82	61.26	319.42
Jan-25	1.90	427.33	0.82	170.33			953.77	91.09	862.68	862.68		40.20		165.51			285.28	11.81	359.88	33.59	68.25	258.04
Jan-26	1.71	437.30	0.74	173.73			874.46	83.28	791.18	791.18		38.95		166.76			258.44	11.62	315.41	26.67	60.79	227.95
Jan-27	1.52	447.48	0.65	177.21			795.21	75.52	719.68	719.68		37.74		164.91			232.25	11.48	273.30	20.18	52.87	200.24
Jan-28	1.26	457.85	0.54	180.75			672.94	63.74	609.20	609.20		36.57		156.69			200.54	11.39	204.01	9.24	39.76	155.01
Totals (>01-Jan-18):	24.21	MMT	10.45	MMT	-	BCM	11,440.52	1,188.11	10,252.41	10,252.41	-	634.61	-	1,769.78	-	-	3,288.59	153.34	4,406.08	426.18	814.38	3,165.52



Gaffney, Cline & Associates

SPE Escalated Prices and Costs

Field:	Kalamkas	
Case:	2P	
	<i>Initial</i>	<i>Final</i>
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	5,045.69	3,531.29
5.0%	3,974.10	2,770.51
7.5%	3,568.24	2,482.47
10.0%	3,226.34	2,239.91
12.5%	2,936.17	2,034.12
15.0%	2,688.12	1,858.30
IRR	100+	100+

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	ELT Profit Tax US\$ MM	2028 Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	2.80	382.11	1.21	154.89			1,255.53	135.25	1,120.28	1,120.28		88.96		150.15			359.35	17.09	504.73	82.28	103.12	319.33
Jan-19	2.78	357.02	1.20	146.32			1,168.33	127.04	1,041.29	1,041.29		96.44		155.25			333.64	17.22	438.74	54.84	88.53	295.38
Jan-20	2.77	380.31	1.20	154.27			1,237.96	133.44	1,104.52	1,104.52		63.59		158.30			341.42	16.31	524.89	67.84	97.28	359.77
Jan-21	2.76	389.34	1.19	157.35			1,260.29	135.43	1,124.86	1,124.86		70.58		161.40			356.96	15.75	520.17	59.20	95.61	365.36
Jan-22	2.74	398.56	1.18	160.50			1,279.50	137.07	1,142.43	1,142.43		77.29		164.52			357.74	15.12	527.76	57.91	96.15	373.70
Jan-23	2.65	407.96	1.14	163.71			1,269.48	135.59	1,133.89	1,133.89		42.81		165.53			350.43	13.45	561.67	55.89	94.76	411.02
Jan-24	2.43	417.55	1.05	166.99			1,187.47	126.46	1,061.00	1,061.00		41.48		166.15			359.53	12.10	481.74	30.70	78.51	372.54
Jan-25	2.21	427.33	0.95	170.33			1,106.35	116.68	989.68	989.68		40.20		167.10			330.92	11.81	439.65	52.27	84.20	303.18
Jan-26	2.01	437.30	0.87	173.73			1,027.54	108.06	919.48	919.48		38.95		168.34			303.68	11.62	396.88	45.90	77.09	273.89
Jan-27	1.81	447.48	0.78	177.21			945.73	89.82	855.91	855.91		37.74		166.47			276.21	11.48	364.00	40.99	71.01	252.00
Jan-28	1.51	457.85	0.65	180.75			809.37	76.66	732.71	732.71		36.57		158.10			241.20	11.39	285.45	24.28	56.05	205.12
Totals (>01-Jan-18):	26.45	MMT	11.41	MMT	-	BCM	12,547.55	1,321.51	11,226.05	11,226.05	-	634.61	-	1,781.31	-	-	3,611.09	153.34	5,045.69	572.10	942.30	3,531.29



SPE Escalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	5,634.63	3,846.51
5.0%	4,364.47	2,979.61
7.5%	3,888.97	2,654.34
10.0%	3,491.38	2,381.99
12.5%	3,156.36	2,152.22
15.0%	2,872.00	1,956.98
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Field:	Kalamkas	
Case:	3P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue	MET	Net Revenue	Contractor Revenue	Expl&Appr Costs	Capital Costs	Aband Costs	Operating Costs	Bonus Payments	Carry/Reimburse	Non Income	Based Charges	Pre Tax NCF	Excess Profit Tax	Corporate Income Tax	Post Tax NCF
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM	US\$ MM
Jan-18	2.80	382.11	1.21	154.89			1,255.53	135.25	1,120.28	1,120.28		88.96		150.15			359.35	17.09	504.73	82.28	103.12	319.33
Jan-19	2.78	357.02	1.20	146.32			1,168.33	127.04	1,041.29	1,041.29		96.44		155.25			333.64	17.22	438.74	54.84	88.53	295.38
Jan-20	2.77	380.31	1.20	154.27			1,237.96	133.44	1,104.52	1,104.52		63.59		158.30			341.42	16.31	524.89	67.84	97.28	359.77
Jan-21	2.76	389.34	1.19	157.35			1,260.29	135.43	1,124.86	1,124.86		70.58		161.40			356.96	15.75	520.17	59.20	95.61	365.36
Jan-22	2.74	398.56	1.18	160.50			1,279.50	137.07	1,142.43	1,142.43		77.29		164.52			357.74	15.12	527.76	57.91	96.15	373.70
Jan-23	2.74	407.96	1.18	163.71			1,309.00	139.81	1,169.19	1,169.19		42.81		165.94			361.34	13.45	585.64	61.92	99.55	424.17
Jan-24	2.74	417.55	1.18	166.99			1,339.09	142.61	1,196.48	1,196.48		41.48		167.73			405.44	12.10	569.73	49.95	96.10	423.68
Jan-25	2.62	427.33	1.13	170.33			1,311.27	139.25	1,172.02	1,172.02		40.20		169.23			392.21	11.81	558.57	86.40	107.99	364.19
Jan-26	2.42	437.30	1.04	173.73			1,238.30	131.13	1,107.16	1,107.16		38.95		170.53			365.97	11.62	520.09	80.76	101.73	337.60
Jan-27	2.21	447.48	0.95	177.21			1,158.37	121.49	1,036.88	1,036.88		37.74		168.67			338.32	11.48	480.67	72.83	94.34	313.50
Jan-28	1.88	457.85	0.81	180.75			1,007.32	95.41	911.90	911.90		36.57		160.14			300.19	11.39	403.62	54.10	79.68	269.83
Totals (>01-Jan-18):	28.43	MMT	12.27	MMT	-	BCM	13,564.96	1,437.94	12,127.02	12,127.02	-	634.61	-	1,791.86	-	-	3,912.58	153.34	5,634.63	728.03	1,060.09	3,846.51



SPE Escalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	1,528.93	1,283.35
5.0%	1,292.62	1,081.35
7.5%	1,198.32	1,000.77
10.0%	1,116.29	930.69
12.5%	1,044.48	869.39
15.0%	981.27	815.45
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Field:	Zhetysai + Satellites	
Case:	PD	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.60	405.21	0.69	164.25			764.01	74.02	689.99	689.99		27.56		142.04			212.37	16.63	291.40	14.54	47.81	229.05
Jan-19	1.51	378.60	0.65	155.16			671.01	65.62	605.39	605.39		21.87		147.83			186.16	15.65	233.88	3.81	34.52	195.55
Jan-20	1.39	403.29	0.60	163.59			658.01	63.79	594.22	594.22		59.08		134.88			176.44	15.53	208.31	5.02	35.07	168.22
Jan-21	1.26	412.87	0.54	166.86			610.60	59.01	551.59	551.59		52.04		134.71			168.00	14.74	182.10	0.31	26.86	154.93
Jan-22	1.14	422.64	0.49	170.20			566.26	54.14	512.13	512.13		38.44		136.79			153.84	13.60	169.46		20.46	149.00
Jan-23	1.01	432.61	0.44	173.60			512.31	48.83	463.48	463.48		37.25		131.25			137.46	12.48	145.06		14.22	130.83
Jan-24	0.90	442.78	0.39	177.08			467.07	39.72	427.35	427.35		36.09		131.60			137.61	11.34	110.71		7.12	103.59
Jan-25	0.80	453.15	0.34	180.62			422.41	35.82	386.59	386.59		34.97		132.25			122.98	11.30	85.08		16.67	68.41
Jan-26	0.70	463.73	0.30	184.23			379.60	32.10	347.50	347.50		33.89		132.84			109.23	11.22	60.31		11.10	49.21
Jan-27	0.60	474.52	0.26	187.92			334.52	28.21	306.31	306.31		32.84		130.67			95.16	11.18	36.47		6.88	29.59
Jan-28	0.48	485.52	0.21	191.67			271.83	19.78	252.05	252.05		31.82		124.06			78.84	11.16	6.17		1.19	4.97
Totals (>01-Jan-18):	11.38	MMT	4.91	MMT	-	BCM	5,657.65	521.04	5,136.60	5,136.60	-	405.86	-	1,478.92	-	-	1,578.08	144.81	1,528.93	23.67	221.91	1,283.35



SPE Escalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	2,188.65	1,796.03
5.0%	1,741.02	1,418.40
7.5%	1,568.78	1,273.43
10.0%	1,422.36	1,150.39
12.5%	1,297.02	1,045.26
15.0%	1,189.06	954.87
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Field:	Zhetysai + Satellites	
Case:	1P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field	MET	Net	Contractor	Expl&Appr	Capital	Aband	Operating	Bonus	Carry/	Non Income	Based Charges	Pre Tax	Excess	Corporate	Post Tax
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	Revenue US\$ MM	US\$ MM	Revenue US\$ MM	Revenue US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Payments US\$ MM	Reimburse US\$ MM	ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM	NCF US\$ MM	Profit Tax US\$ MM	Income Tax US\$ MM	NCF US\$ MM
Jan-18	1.64	405.21	0.71	164.25			783.00	75.86	707.15	707.15		126.85		142.28			217.65	18.89	201.48	11.32	46.71	143.45
Jan-19	1.69	378.60	0.73	155.16			755.00	73.83	681.17	681.17		122.32		149.03			209.46	18.98	181.38	3.51	38.11	139.76
Jan-20	1.75	403.29	0.75	163.59			828.45	80.31	748.14	748.14		126.68		137.23			222.14	18.94	243.15	9.96	47.54	185.66
Jan-21	1.77	412.87	0.76	166.86			858.67	82.98	775.69	775.69		138.19		138.16			236.25	18.83	244.26	6.70	45.92	191.65
Jan-22	1.72	422.64	0.74	170.20			851.41	82.03	769.39	769.39		109.27		140.74			231.31	17.65	270.42	2.93	42.09	225.40
Jan-23	1.55	432.61	0.67	173.60			787.82	75.67	712.15	712.15		53.02		135.04			211.38	15.22	297.49	0.39	34.66	262.43
Jan-24	1.36	442.78	0.59	177.08			705.37	67.56	637.81	637.81		49.23		134.86			207.82	13.26	232.65		20.93	211.71
Jan-25	1.18	453.15	0.51	180.62			626.77	59.86	566.92	566.92		47.91		135.03			182.48	12.62	188.87	1.26	29.39	158.21
Jan-26	1.02	463.73	0.44	184.23			552.60	52.22	500.38	500.38		42.34		135.19			159.01	12.02	151.82		23.10	128.72
Jan-27	0.86	474.52	0.37	187.92			477.10	40.24	436.86	436.86		41.02		132.60			135.71	11.63	115.90		18.19	97.71
Jan-28	0.67	485.52	0.29	191.67			380.22	31.98	348.24	348.24		39.75		125.53			110.28	11.45	61.24		9.92	51.33
Totals (>01-Jan-18):	15.21	MMT	6.56	MMT	-	BCM	7,606.42	722.53	6,883.89	6,883.89	-	896.58	-	1,505.69	-	-	2,123.48	169.49	2,188.65	36.06	356.56	1,796.03



SPE Escalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	2,682.43	2,154.84
5.0%	2,067.37	1,655.83
7.5%	1,835.78	1,467.86
10.0%	1,641.57	1,310.20
12.5%	1,477.55	1,177.05
15.0%	1,338.10	1,063.84
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Field:	Zhetysai + Satellites		
Case:	2P		
	Initial	Final	
Working Interest:	100.0%	100.0%	
Revenue Interest:	100.0%	100.0%	

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field Revenue US\$ MM	MET US\$ MM	Net Revenue US\$ MM	Contractor Revenue US\$ MM	Expl&Appr Costs US\$ MM	Capital Costs US\$ MM	Aband Costs US\$ MM	Operating Costs US\$ MM	Bonus Payments US\$ MM	Carry/ Reimburse US\$ MM	Non Income Based Charges		Pre Tax NCF US\$ MM	Excess Profit Tax US\$ MM	Corporate Income Tax US\$ MM	Post Tax NCF US\$ MM
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM											ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM				
Jan-18	1.64	405.21	0.71	164.25			780.57	75.62	704.95	704.95		126.85		142.24			216.97	18.89	200.00	11.12	46.41	142.46
Jan-19	1.66	378.60	0.71	155.16			737.55	72.12	665.43	665.43		122.32		148.73			204.62	18.98	170.78	2.26	35.99	132.52
Jan-20	1.67	403.29	0.72	163.59			789.35	76.52	712.83	712.83		126.68		136.61			211.65	18.94	218.94	6.69	42.70	169.55
Jan-21	1.71	412.87	0.74	166.86			831.47	80.35	751.12	751.12		138.19		137.70			228.77	18.83	227.63	4.47	42.59	180.57
Jan-22	1.74	422.64	0.75	170.20			861.20	82.97	778.23	778.23		109.27		140.80			233.97	17.65	276.54	3.76	43.31	229.47
Jan-23	1.82	432.61	0.78	173.60			922.96	88.65	834.31	834.31		53.02		136.90			247.63	15.22	381.53	9.44	51.47	320.62
Jan-24	1.68	442.78	0.72	177.08			871.46	83.46	788.00	788.00		49.23		137.15			256.75	13.26	331.61	1.68	40.73	289.20
Jan-25	1.49	453.15	0.64	180.62			790.66	75.51	715.15	715.15		47.91		137.28			230.20	12.62	287.14	14.22	49.05	223.87
Jan-26	1.31	463.73	0.56	184.23			711.07	67.72	643.35	643.35		42.34		137.36			204.61	12.02	247.02	9.92	42.14	194.96
Jan-27	1.13	474.52	0.49	187.92			625.89	58.99	566.91	566.91		41.02		134.63			178.04	11.63	201.59	6.79	35.32	159.47
Jan-28	0.89	485.52	0.39	191.67			508.28	42.75	465.52	465.52		39.75		127.26			147.41	11.45	139.65	1.91	25.60	112.14
Totals (>01-Jan-18):	16.73	MMT	7.22	MMT	-	BCM	8,430.45	804.67	7,625.78	7,625.78	-	896.58	-	1,516.66	-	-	2,360.63	169.49	2,682.43	72.27	455.31	2,154.84



SPE Escalated Prices and Costs

Nominal Net Present Values as at 01-Jan-18 (US\$ MM)		
Disc Rate	Pre-Tax	Post-Tax
0.0%	3,117.51	2,420.37
5.0%	2,347.54	1,826.52
7.5%	2,062.51	1,605.87
10.0%	1,826.00	1,422.37
12.5%	1,628.33	1,268.67
15.0%	1,461.94	1,139.03
IRR	100+	100+
ELT	2028	

Field:	Zhetybai + Satellites	
Case:	3P	
	Initial	Final
Working Interest:	100.0%	100.0%
Revenue Interest:	100.0%	100.0%

Period Beginning	Export		Domestic		Gas 1		Field	MET	Net	Contractor	Expl&Appr	Capital	Aband	Operating	Bonus	Carry/	Non Income	Based Charges	Pre Tax	Excess	Corporate	Post Tax
	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production MMT	Price US\$/Tonne	Production BCM	Price US\$/BCM	Revenue US\$ MM	US\$ MM	Revenue US\$ MM	Revenue US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Costs US\$ MM	Payments US\$ MM	Reimburse US\$ MM	ERT & E Duty US\$ MM	Other US\$ MM	NCF US\$ MM	Profit Tax US\$ MM	Income Tax US\$ MM	NCF US\$ MM
Jan-18	1.64	405.21	0.71	164.25			780.57	75.62	704.95	704.95		126.85		142.23			216.97	18.89	200.01	11.12	46.42	142.47
Jan-19	1.66	378.60	0.71	155.16			737.55	72.12	665.43	665.43		122.32		148.70			204.62	18.98	170.81	2.26	36.00	132.55
Jan-20	1.67	403.29	0.72	163.59			789.35	76.52	712.83	712.83		126.68		136.55			211.65	18.94	219.00	6.71	42.71	169.59
Jan-21	1.71	412.87	0.74	166.86			831.47	80.35	751.12	751.12		138.19		137.62			228.77	18.83	227.71	4.49	42.61	180.61
Jan-22	1.74	422.64	0.75	170.20			861.20	82.97	778.23	778.23		109.27		140.70			233.97	17.65	276.64	3.78	43.33	229.53
Jan-23	1.74	432.61	0.75	173.60			881.05	84.63	796.42	796.42		53.02		136.20			236.39	15.22	355.59	5.95	46.28	303.36
Jan-24	1.74	442.78	0.75	177.08			901.30	86.32	814.98	814.98		49.23		137.46			265.54	13.26	349.49	2.88	44.30	302.30
Jan-25	1.85	453.15	0.80	180.62			983.35	93.91	889.44	889.44		47.91		139.89			286.30	12.62	402.72	38.81	72.16	291.74
Jan-26	1.66	463.73	0.72	184.23			904.41	86.13	818.28	818.28		42.34		139.97			260.25	12.02	363.70	33.59	65.48	264.64
Jan-27	1.47	474.52	0.63	187.92			814.66	77.37	737.29	737.29		41.02		137.17			231.73	11.63	315.73	28.30	58.15	229.28
Jan-28	1.19	485.52	0.51	191.67			677.51	64.17	613.34	613.34		39.75		129.54			196.50	11.45	236.10	16.92	44.89	174.30
Totals (>01-Jan-18):	18.06	MMT	7.79	MMT	-	BCM	9,162.42	880.12	8,282.30	8,282.30	-	896.58	-	1,526.04	-	-	2,572.69	169.49	3,117.51	154.81	542.33	2,420.37

Исх. номер: JNG/mmi/EL-17-206800/2898

17 августа 2018 г.

Байпакову С.Ш.
АО "Мангистаумунайгаз"
130000, Республика Казахстан,
г. Актау, 6 мкр., 1 зд.

Email: info@mmg.kz

Уважаемый Саттибек Шаймурзаевич,

В ответ на запрос АО "Мангистаумунайгаз" (ММГ), Gaffney, Cline & Associates (GCA) предоставляет это письмо, которое подтверждает, что персонал, подготовивший отчет «Оценка запасов месторождений Каламкас, Жетыбай и сопутствующих месторождений по состоянию на 31 декабря 2017 года», датированный январем 2018 года, имеет необходимый опыт и квалификацию для соответствия требованиям, указанным в Приложении 5.9 Листинговых правил Казахстанской фондовой биржи.

GCA - независимая международная энергетическая консультативная группа, имеющая более чем 50-летнюю репутацию, чья экспертиза включает оценку нефтяных месторождений и экономический анализ, включая предоставление отчетов компетентного лица. GCA работает с многочисленными международными нефтяными компаниями и национальными нефтяными компаниями с целью их первичного публичного размещения акций (IPO) / листингов и / или нормативной отчетности на многих мировых биржах, в том числе: Нью-Йорк, Торонто, Лондон (обе основная биржаи AIM), Гонконг, Сингапур, Стокгольм, Осло и Казахстан. GCA была компетентным лицом для листинга компании «КазМунайГаз» на Лондонской и Казахстанской фондовых биржах.

Персонал GCA, подготовивший отчет, имеет профессиональную квалификацию с соответствующей квалификацией и уровнем квалификации и опытом, необходимым для выполнения объема работ, изложенном в контракте, подписанным с ММГ.

Отчет был подготовлен под руководством Доктора Джона Баркера при содействии Доктора Стивена Райт, г-на Алексея Махонина, г-на Тони Гудлэла, г-на Антона Еськова и г-на Сандипа Саксена.

Д-р Баркер, технический директор по разработке месторождений нефти и газа, имеет 33-летний опыт работы в отрасли. Он имеет степень магистра математики Кембриджского университета и степень кандидата наук по прикладной математике Калифорнийского технологического института. Он является членом Общества инженеров-нефтяников (SPE) и Общества инженеров по оценке нефти (SPEE).

Доктор Стивен Райт, технический директор по геологии, имеет более чем 30-летний опыт работы в отрасли. Он имеет степень бакалавра в области геологии Королевского колледжа в Лондоне и степень кандидата наук Оксфордского университета. Он является членом Лондонского геологического общества и членом Общества поиска нефти Великобритании (PESGB).

Г-н Махонин имеет степень магистра геологии, и является петрофизиком с 13-летним опытом работы в отрасли. Он является членом Ассоциации американских геологов-нефтяников (AAPG).

Г-н Гудлэлл имеет степень бакалавра (с отличием) в области химической инженерии и степень магистра в нефтяной инженерии. Он является членом Общества инженеров-нефтяников (SPE) и членом Института Энергетики с 41-летним опытом.

Г-н Еськов имеет степень магистра в области нефтяной инженерии в Университете Хериот-Ватт, Эдинбург. Он имеет более чем 12-летний опыт работы в отрасли. Г-н Еськов является членом Общества инженеров-нефтяников (SPE).

Г-н Саксена имеет степень бакалавра и степень MBA. Он имеет 20-летний опыт работы в отрасли. По просьбе ММГ в качестве основы для классификации и категоризации объемов углеводородов использовались требования SPE PRMS¹ и правила SEC².

Пожалуйста, свяжитесь с нами, если у Вас возникнут какие-либо вопросы.



Региональный Директор

Джон Гаффни

¹ SPE PRMS - это система управления запасами нефти, опубликованная в марте 2007 года Обществом инженеров-нефтяников (SPE), Всемирным нефтяным советом (WPC), Американской ассоциацией нефтяных геологов (AAPG) и Обществом инженеров по оценке нефти (SPEE).

² Правило SEC 4-10 (a) Закона о ценных бумагах от 1934 года с учетом измененных правил, действующих с января 2010 года. GCA также провела расчет стандартизированной меры дисконтированных будущих чистых денежных потоков, связанных с нефтегазовыми активами (SMOG) в соответствии с пунктом 30 Инструкции по стандартам финансового учета 69 (SFAS 69).

17th August, 2018

JNG/mmi/EL-17-206800/2898

Baypakov S. Sh.
JSC Mangistaumunaigas
Building 1, District 6
Aktau 130000
Republic of Kazakhstan

Email: info@mmg.kz

Dear Mister Baypakov,

Further to Mangistaumunaigaz's (MMG) request, Gaffney, Cline & Associates (GCA) is pleased to provide this letter that confirms that the staff that prepared the Report titled "*Assessment of the Reserves of Kalamkas, Zhetybai and Zhetybai Satellite Fields as at 31st December, 2017*" dated January 2018 have the required experience and qualifications to meet the requirements as stated in Appendix 5.9 of the Kazakh Stock Exchange's Listing rules.

GCA is an independent international energy advisory group of more than 50 years' standing, whose expertise includes petroleum reservoir evaluation and economic analysis, including the provision of Competent Person's Reports. GCA is fortunate to have worked with numerous international oil companies and national oil companies for the purpose of their Initial Public Offerings (IPO)/ Listings and/ or regulatory reporting on the following stock exchanges including: New York, Toronto, London (both main board and AIM), Hong Kong, Singapore, Stockholm, Oslo, and Kazakh. GCA was the Competent Person for the Listing of KazMunaiGaz on the London and Kazakh stock exchanges.

The GCA staff who prepared the report are professionally qualified with appropriate educational qualifications and levels of experience and expertise to perform the scope of work set out in the contract by which GCA was engaged by MMG.

The report was prepared under the supervision of Dr John Barker, aided by Dr. Stephen Wright, Mr. Alexey Makhonin, Mr. Tony Goodearl, Mr. Anton Eskov and Mr. Sandeep Saxena.

Dr. Barker, Technical Director, Reservoir Engineering, has 33 years' industry experience. He holds an M.A. in Mathematics from the University of Cambridge and a Ph.D. in Applied Mathematics from the California Institute of Technology. He is a member of the Society of Petroleum Engineers and of the Society of Petroleum Evaluation Engineers.

Dr. Stephen Wright, Technical Director, Geoscience, has over 30 years' industry experience. He holds a B.Sc in Geology from Kings College, London and a D. Phil. From the University of Oxford. He is a member of the Geological Society of London and a member of the Petroleum Exploration Society of Great Britain.

Mr. Makhonin holds an M.Sc. Geology, and is a petrophysicist with 13 years' industry experience. He is a member of American Association of Petroleum Geologists.

Mr. Goodearl holds a BSc (Hons) in Chemical Engineering, and an M Eng. in Petroleum Engineering. He is a Society of Petroleum Engineers member and an Energy Institute member, with 41 years' experience.

Mr. Eskov holds an MSc in Petroleum Engineering from Heriot-Watt University, Edinburgh. He has over 12 year's industry experience. Mr. Eskov is a member of the Society of Petroleum Engineers.

Mr. Saxena holds a Bachelor of Engineering degree and an MBA. He has 20 years' industry experience.

At MMG's request both SPE PRMS¹ guidelines and SEC Rules² were used as the basis for the classification and categorization of hydrocarbon volumes.

Please do not hesitate to contact us should you have any questions.

Yours sincerely,

Gaffney, Cline & Associates Limited

John Gaffney
Regional Director - EMEA

¹ SPE PRMS is the Petroleum Resources Management System published by the Society of Petroleum Engineers (SPE), the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG) and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) in March 2007.

² SEC Rule 4-10(a) of the Securities Exchange Act of 1934, with due regard to the amended rules effective January, 2010. GCA has also carried out the calculation of standardized measure of discounted future net cash flows relating to oil and gas properties (SMOG) in accordance with Paragraph 30 of the Statement of Financial Accounting Standards 69 (SFAS 69)