

Мурат Темирханов
m.temirkhanov@halykfinance.kz

+7 (727) 357 31 79

Асан Курманбеков
a.kurmanbekov@halykfinance.kz

+7 (727) 357 31 79 (3319)

Экономика Кашагана

В последнее время вызывает много вопросов экономика проекта по разработке Кашаганского нефтегазового месторождения и влияние Кашагана на экономику Казахстана в целом. К сожалению, условия соглашения о разделе продукции (СРП) по данному проекту конфиденциальны, а также точно неизвестны реальные суммы инвестиций и другие детали исполнения проекта. Тем не менее, на основе информации из публичных источников и исходя из заявлений официальных лиц, имеющих отношение к этому проекту, мы попытались оценить текущее состояние самого проекта и его влияние на экономику страны.

Из-за отсутствия официальной информации мы не можем гарантировать точность наших расчетов. Однако, по нашему мнению, данный анализ дает достаточно информации, чтобы иметь представление о том какие факторы оказывают наибольшее влияние на проект. Основой наших расчетов стали условия соглашения о разделе продукции, описанные в документе Гарвардской бизнес школы Case Study “The Kashagan Production Sharing Agreement” (<http://www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=44755>).

Краткое резюме

Ключевыми допущениями в нашем анализе были цена на нефть, сумма инвестиций в проект, а также продолжение работ по следующим фазам проекта.

С учетом негативных тенденций в глобальной экономике и на рынке нефти мы предположили, что к 2025 году цена нефти марки Brent медленно вырастет до \$60 за баррель и затем останется неизменной до конца проекта (2044 год).

Для нашего анализа мы сделали допущение, что на сегодня полностью завершена первая фаза проекта из трех запланированных, которая может дать максимальный уровень производства в 350 тысяч баррелей нефти в сутки, через три года после начала добычи. Мы предположили, что сумма инвестиций по первой фазе проекта составляет примерно 50 млрд долларов, из них 46 млрд – это инвестиции, возмещаемые в соответствии с соглашением о разделе продукции.

Мы хотели бы отметить, что изначально (в 1997 году) оценочная стоимость первой фазы составляла 10.3 млрд долларов. Затем, начиная с 2005 года, начало добычи несколько раз откладывалась, и оценочная стоимость начальной фазы выросла до 46 млрд долларов в 2012 году. При этом, эксперты указывают, что рост стоимости проекта произошел не по вине участников, а из-за сложности самого месторождения, что было выявлено по мере подготовки месторождения к коммерческой добыче.

На сегодня участники проекта не делали никаких заявлений по поводу начала работ по второй и третьей фазе Кашаганского проекта. После затянувшегося процесса реализации проекта и слабых перспектив роста цен на нефть, независимые эксперты довольно скептически относятся к продолжению проекта в текущих условиях. В связи с этим, мы сделали наш анализ из допущения, что вторая и третья фаза не будет продолжена и все 50 млрд долларов затрат по проекту относятся только к первой фазе.

Исходя из вышесказанных допущений, с точки зрения участников проекта, IRR только первой фазы получился очень низким – 4,2%. При этом, судя по условиям СРП, минимально приемлемый показатель IRR для участников проекта равен 12,5%.

С точки зрения государства, номинальная окупаемость разрешенных инвестиций займет 14 лет, включая 2016 год. Начиная с 2030 года (после номинальной окупаемости проекта) произойдет первое улучшение раздела добываемой нефти в пользу государства, в результате чего прибыльная часть проекта (Profit oil) увеличится с 20% до 45% (см. детальное описание условий СРП далее в тексте).

В СРП обозначены другие триггеры, которые должны увеличивать долю нефти, получаемую государством. Триггер, связанный с превышением денежных поступлений над возмещаемыми затратами по проекту (1,4 раза), по нашим расчетам сработает в 2031 году. После чего, доля государства в прибыльной части проекта (Profit oil) будет постепенно увеличиваться с 10% в 2030 до 74% в последний год проекта (2044).

Исходя из изложенных данных, мы оцениваем вклад Кашагана в рост ВВП на уровне чуть менее 0,7пп в среднем в 2017 – 2019 годах. Затем, когда добыча нефти стабилизируется на максимальном уровне производительности, вклад Кашагана в рост ВВП резко уменьшится.

В расчет роста ВВП идут валовые доходы по проекту за минусом операционных расходов (без учета процентных расходов). Однако с учетом возмещения инвестиций и репатриации доходов иностранными участниками, реальный вклад Кашагана в экономику будет существенно меньше.

По нашим расчетам, с учетом возврата долгов НК КМГ по проекту, в 2017-2019 годах, от доходов Кашаганского проекта в Казахстане будет оставаться 21% (с учетом доходов от доли НК КМГ). После возврата долга НК КМГ с 2020 по 2029. в Казахстане будет оставаться 32% от доходов проекта. В 2030 году сработает первый триггер по СРП, и доля сразу вырастет до 39%. После этого через год начнет работать специальная шкала по второму триггеру СРП. В результате чего суммарная доля Казахстана в проекте постепенно вырастет с 39% в 2031 до 55% в 2044. После 2044 вся нефть от Кашаганского проекта будет поступать в доход государства.

История проекта

В 1992 году на основе имевшихся советских геофизических данных, в Хьюстоне и Лондоне правительство Казахстана организовало презентацию тендеров на перспективные углеводородные участки, включавшие Казахстанский сектор Каспийского моря. Заинтересованность в участии в проектах на Каспии выразили десятки компаний, однако впоследствии в 1993 году было принято решение о создании Международного консорциума для проведения геологоразведочных работ, представленного такими компаниями как: Mobil, Shell, Agip, British Gas, Total и альянс Statoil, British Petroleum, оператором проекта выступил «КазахстанКаспийШельф».

После завершения исследований, осуществлявшихся в 1994-1997 годах, по результатам переговоров между членами консорциума и Республикой Казахстан было подписано соглашение о разделе продукции. В 1998 году для проведения разведки и добычи углеводородов создан международный консорциум по разработке морских месторождений Казахстана – «Казахстанская международная шельфовая операционная компания» – Offshore Kazakhstan International Operating Company (ОКИОС). В нее вошли все участники международного консорциума по разведке каспийского шельфа «КазахстанКаспийШельф» с пропорциональными долями участников. Сторону Казахстана представляла Нацкомпания «Казахойл».

Через год после начала бурения, в 2000 году была подтверждена перспективность месторождения Кашаган расположенного в 80 км от Атырау в прибрежной зоне Каспийского моря. Геологические запасы в Кашаганском проекте составляют 5 448 млн тон, извлекаемые 1 694 млн тон. Качество нефти достаточно высокое (45° API), но с содержанием сероводорода и меркаптанов. По своим характеристикам Кашаганская нефть, как и Тенгизская относится к категории “Light sweet”, но содержит больше газов. Сами месторождения находятся в 130 км друг от друга, только Кашаган находится в море.

В приложении 1 указано как менялись участники проекта с течением времени.

Инвестиции и сроки начала добычи

Таблица: 1. Инвестиции и производительность Кашаганского проекта

	Стоимость (\$ млрд)			Добыча (тыс. барр./день)		
	Первоначально 1997	Пересмотрено 2008	Пересмотрено 2012	Первоначально 1997	Пересмотрено 2008	Пересмотрено 2012
Фаза 1	10,3	19,0	46	300	370	370
Фаза 2	18,7	117,0	?	300-900	300-900	?
Фаза 3				До 1 200	До 1 770	?
Всего	29,0	136,0	?			

Источник: Гарвардская бизнес школа Case Study “The Kashagan Production Sharing Agreement” и информация из прессы

В соответствии с соглашением о разделе продукции подписанном в 1997 году, вложения в проект освоения Кашагана должны были составить \$10 млрд - первая фаза и \$19 млрд - вторая и третья фазы. Добыча первой нефти планировалась на 2005 год.

В 2002 году консорциум обратился к правительству с вопросом об отсрочке начала добычи на 2008 год. За откладывание начала коммерческой добычи на месторождении, правительство в виде штрафа получило от консорциума \$150 млн в 2004 году.

В 2007 году, оператор проекта инициировал поправки в соглашение ввиду очередной отсрочки начала добычи с 2008 на 2011 год и увеличения бюджета проекта до \$136 млрд. Переговоры длились более года и в конце 2008 года завершились внесением поправок в соглашение предусматривающие отсрочку на начало добычи на 2012 год и продажу 8,48% проекта в пользу КМГ пропорционально долям участников в проекте за \$1,8 млрд, с будущими расчетами за счет добытой нефти.

Тогда же в соглашение была включена норма о получении роялти в пользу правительства - 3,5% при цене на нефть выше \$45/баррель. Размер штрафных санкций за отсрочку начала коммерческой добычи составил \$120 млн за каждый год отсрочки. Также в прессе была озвучена новая максимальная производительность первой фазы - 370 тысяч баррелей в день.

В 2012 году, НКОК направил правительству РК предложение об увеличении стоимости первой фазы до \$46 млрд. Мы не знаем было ли принято это предложение. В пресс релизе оператора проекта от 30 июня 2013 года, была указана сумма реализованных вложений в первую фазу проекта в сумме \$40,6 млрд.¹

В сентябре 2013 года стартовала добыча нефти на Кашагане, однако вследствие обнаружения дефектов труб, которые потребовали замены (в общей сложности 200 км), добыча была остановлена. Как сообщал Reuters, стоимость замены труб оценивается от \$1.6 млрд до \$3.6 млрд.² В соответствии с соглашением акционеров НКОК с казахстанским правительством, расходы на первоначальные трубопроводы и их строительство отнесены к категории невозмещаемых в рамках СРП.

В октябре текущего года добыча нефти на Кашагане вновь возобновилась. Уровень добычи по заявлениям официальных лиц соответствует коммерческому уровню в 75 тысяч баррелей в сутки, достигнутому 1 ноября. Ожидается, что уровень добычи превысит 1,1 млн тонн уже в этом году.

По сумме инвестиций, сделанных по настоящее время в Кашаганский проект, нет официальной информации. Тем не менее, оценки различных экспертов сходятся на том, что общая сумма инвестиций на сегодняшний день составляет чуть более или чуть менее 50 млрд долларов США. Часть из этих расходов, например, замена труб, являются невозмещаемыми по соглашению СРП.

Условия Соглашения о Разделе Продукции

Соглашение о разделе продукции - одна из форм иностранных прямых инвестиций, где иностранный инвестор на основе контракта осуществляет инвестирование средств, а затем из выручки возмещает свои затраты, после чего в соответствии с условиями контракта происходит раздел прибыли. Как пример крупных СРП, можно упомянуть Тенгиз и Карачаганак.

В приложении 2 дается прямое цитирование условий СРП по Кашагану, которые были описаны в Case Study “The Kashagan Production Sharing Agreement”. Данные условия СРП действовали в 2007 году. Дальнейшие изменения в условиях СРП мы попытались реконструировать исходя из заявлений официальных лиц в прессе.

По общепринятой практике, СРП обычно содержит четыре основных положения. Во-первых, консорциум инвесторов соглашается выплачивать правительству роялти на основе полного объема производства. После вычета роялти, консорциум имеет право на заранее определенную долю добычи для компенсации капитальных затрат и эксплуатационных расходов — эта доля продукции известна как «затратная часть проекта» (Cost oil). Оставшийся объем производства — «прибыльная часть проекта» (Profit oil), распределяется между правительством страны и консорциумом по заранее установленной ставке. И наконец консорциум должен уплатить подоходный налог на свою долю от прибыльной части проекта. При этом, после того как консорциум возместит свои первоначальные инвестиции полностью, обычно меняется пропорция между “profit oil” и “cost oil” в сторону увеличения «прибыльной части проекта» и увеличения доли государства в разделе продукции.

СРП по Кашагану учитывает все четыре основных положения, содержащихся в большинстве СРП. По нашему пониманию раздел продукции по проекту происходит следующим образом.

Первичный раздел продукции происходит с применением роялти на весь объем добытой нефти. Размер роялти составляет 3,5% при цене на нефть более 45 долларов за баррель. Если цена ниже этого уровня, то роялти не начисляется.

После вычета роялти консорциум получает 80% продукции (cost oil) для покрытия первоначальных затрат по разведке и развитию, а также текущих операционных расходов по добыче нефти. После достижения номинальной окупаемости первоначальных инвестиций, данное значение снижается до 55%.

Оставшийся объем добычи (profit oil) первоначально делится между государством и консорциумом в пропорции 10% и 90% в пользу консорциума. По мере добычи нефти отслеживаются три триггера, в соответствии с которыми доля государства в profit oil постепенно увеличивается с 10% до 90% по мере срабатывания разных условий. Ниже дано короткое описание этих триггеров. Подробное описание дано в приложении 2.

1. Внутренняя норма доходности (IRR). Доля государства в profit oil остается 10% пока IRR проекта меньше или равен 17%. При IRR от 17% до 20%, доля государства меняется с 10% до 90% по мере увеличения IRR. При IRR проекта более 20% доля государства в profit oil остается неизменной – 90%.
2. Объемы добытой нефти (Project Volume). Доля государства в profit oil остается 10% пока объем добытой нефти меньше или равен 3 млрд баррелей. При объеме добытой нефти от 3 млрд до 5.5 млрд баррелей доля государства меняется с 10% до 90% по мере увеличения суммарных объемов добычи. При этом, на увеличение доли государства есть ограничение в виде шкалы, связанной с IRR проекта. Так, при IRR проекта ниже или равно 12.5% доля государства в profit oil не может превысить 60% вне зависимости от суммарного объема добытой нефти. 90% может быть достигнуто только когда IRR проекта будет больше 17,5%.
3. Номинальная окупаемость проекта (R-factor или RF). Доля государства в profit oil остается 10% пока сумма всех денежных поступлений по проекту для участников консорциума меньше всех капитальных и текущих операционных денежных затрат по проекту, умноженных на коэффициент 1.4. При превышении денежных поступлений над затратами по проекту от 1,4 до 2,6 раз, доля государства меняется с 10% до 90% по мере увеличения поступлений. При отношении поступлений к затратам проекта более 2,6 раз, доля государства в profit oil остается неизменной – 90%.

Помимо этого, на долю консорциума в profit oil государство начисляет налог на прибыль от 30% до 60%, в зависимости от IRR проекта. При IRR меньше или равно 20% налог равен 30%. При IRR от 20% до 30%, налог меняется с 30% до 60% по мере увеличения IRR. При IRR проекта более 30% налог остается неизменным – 60%.

Помимо раздела доходов нефти между государством и консорциумом, государство имеет долю в самом консорциуме через НК КМГ (16,88%).

Допущения

Срок проекта – до конца 2044.

Инвестиции в первую фазу проекта – 50 млрд долларов США. Из них, 46 млрд долларов – затраты, возмещаемые по СРП.

Цена на нефть – к 2025 году цена нефти марки Brent медленно вырастет до \$60 за баррель и затем останется неизменной до конца проекта.

Уровень добычи постепенно достигнет 350 тысяч баррелей в день к 2019 году и до конца проекта останется неизменным.

Операционные текущие расходы взяты на уровне 25% от выручки. Для ориентира использовалась доля соответствующих расходов ТШО. Процентные расходы исходя из ставки в 6%.

Доля местного содержания взята на уровне 40%, исходя из соответствующего показателя Тенгиза (32%), Карачаганака (49%). Доля местного содержания учитывалась при расчете – какая доля операционных расходов проекта останется в Казахстане.

Для расчета NPV использовалась ставка 12.5%. Мы считаем её минимально приемлемой для участников консорциума, исходя из триггеров по разделу доходов от добычи, описанных в СРП.

НК КМГ будет выплачивать долг консорциуму в размере 1,8 млрд долларов за счет добытой нефти, приходящейся на его долю.

Расчеты

В соответствии с допущениями и условиями СРП, указанными выше, показатель IRR проекта равен 4.2%

При ставке дисконтирования 12.5% NPV проекта сложился отрицательным на уровне -\$18.9 млрд. По нашим расчетам, чтобы добиться IRR на уровне 12,5% долгосрочная цена на нефть вместо 60 долларов за баррель (как в наших допущениях) должна стоить 250 долларов в 2017-2044гг.

При долгосрочной цене на нефть в 60 долларов за баррель, даже в случае продления соглашения о разделе продукции до бесконечности IRR будет значительно ниже 12,5%.

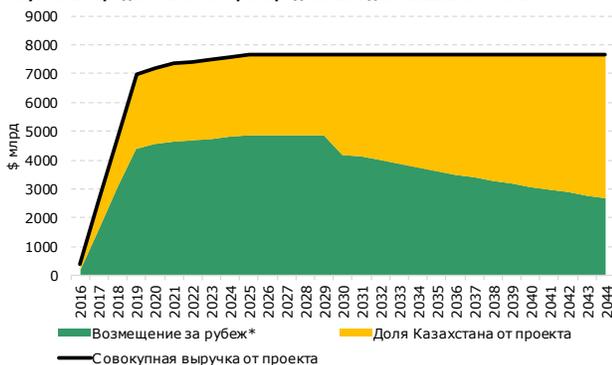
Исходя из допущений, номинальная окупаемость инвестиций, разрешенных по СРП (\$46 млрд), займет 14 лет, включая 2016 год. Начиная с 2030 года (после номинальной окупаемости проекта), произойдет первое улучшение раздела добываемой нефти в пользу государства в результате чего прибыльная часть проекта (Profit oil) увеличится с 20% до 45%.

Затем в 2031 году сработает триггер, связанный с превышением денежных поступлений над возмещаемыми затратами по проекту (R-factor). После чего, доля государства в прибыльной части проекта (Profit oil) будет постепенно увеличиваться с 10% в 2030 году до 74% в последний год проекта (2044г.).

Исходя из наших расчетов, мы попытались оценить долю добытой нефти, которая будет уходить за границу безвозвратно в виде возмещения первоначальной стоимости проекта, в виде репатриации прибыли, и части операционных расходов, оплачиваемую иностранным подрядчиком. Доходы от доли НК КМГ в Кашаганском проекте, мы рассматривали как государственные доходы.

По нашим расчетам, с учетом возврата долгов НК КМГ по проекту (1,8 млрд долларов), в 2017 – 2019 годах от доходов Кашаганского проекта в Казахстане в целом (с учетом доли НК КМГ в проекте) будет оставаться 21%. После возврата долга НК КМГ с 2020 по 2029 год, в Казахстане будет оставаться 32% от доходов проекта. В 2030 году сработает первый триггер по СРП, и доля сразу вырастет до 39%. После этого через год начнет работать специальная шкала по второму триггеру СРП. В результате чего суммарная доля Казахстана в проекте постепенно вырастет с 39% в 2031 году до 55% в 2044 году. После 2044 года, вся нефть от Кашаганского проекта будет поступать в доход государства.

Рисунок 1. Предполагаемое распределение денежных потоков



* Возмещение кап. операц. затрат, репатриация прибыли и т.д.

Источник: Расчеты ХФ

Исходя из изложенных данных, мы оцениваем вклад Кашагана в рост ВВП на уровне 0,7пп в среднем в 2017 - 2019. Затем, когда добыча нефти стабилизируется на максимальном уровне производительности, вклад Кашагана в рост ВВП резко уменьшится.

В расчет роста ВВП идут валовые доходы по проекту за минусом операционных расходов (без учета процентных расходов). Однако с учетом возмещения инвестиций и репатриации доходов иностранными участниками, реальный вклад Кашагана в экономику будет существенно меньше.

Выводы

Основываясь на наших расчетах можно сказать, что освоение первой фазы не несет экономических выгод иностранным участникам консорциума даже при условии роста цен на нефть выше 100 долларов за баррель и продлении СРП на неопределённый срок. Основной причиной неудовлетворительных показателей проекта, на наш взгляд, является недооценка участниками консорциума сложности освоения Кашагана. Это выразилось в отсрочке начала добычи более чем на 10 лет, с первоначально планировавшегося в 2005 году. Одновременно затраты на освоение первой фазы выросли с \$10 млрд до \$50 млрд.

Справедливости ради также стоит отметить, что весомое влияние на значительное увеличение вложений по сравнению с первоначальными планами мог оказать пиковый уровень цен на сырьевые товары, пришедшийся на период осуществления основных инвестиций. Высокий уровень цен в течение продолжительного периода вызвал значительную инфляцию себестоимости реализации нефтяных проектов, вызвав рост стоимости расходных материалов и услуг подрядных организаций. Цены на нефть с момента начала обсуждения данного проекта в конце девяностых, успели вырасти с \$10 за баррель, до свыше \$140 и в настоящее время (ноябрь 2016г.) находятся у отметки в \$50. Таким образом, можно выделить несколько периодов, когда прогнозирование основных параметров проекта могло меняться в несколько раз: в 2008 году цены были выше более чем в 3 раза по сравнению с 1998 г., а в 2012 г. они фиксировались на уровне в 8-9 раз выше первоначального. Стоимость прочих ресурсных товаров демонстрировала сходную динамику.

Рисунок 2. Динамика цен на нефть

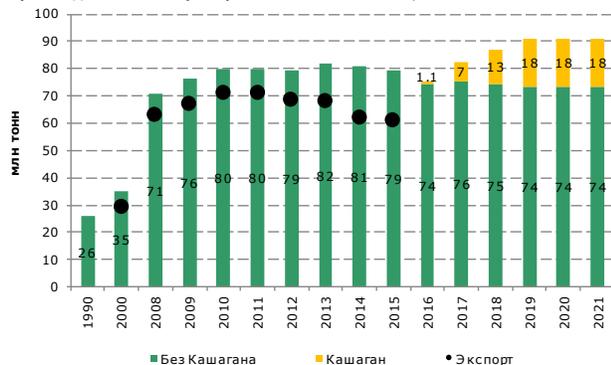


Источник: Bloomberg

С учетом текущих ожиданий по долгосрочным ценам на нефть, чтобы сделать Кашаганский проект экономически выгодным, для иностранных участников консорциума необходимо значительное продление срока СРП и завершение второй и третьей фазы проекта. Экономика и оценочные инвестиции по второй и третьей фазы непрозрачны и вполне может быть, что при долгосрочной цене на нефть в \$60 за баррель, даже с учетом второй и третьей фазы проект будет экономически невыгодным для иностранных участников проекта.

Для государства, в целом, Кашаганский проект выгоден, несмотря на резко возросшие первоначальные инвестиции и отсрочки по проекту. Благодаря регулярным отсрочкам и увеличениям стоимости проекта, Казахстан смог значительно улучшить условия СРП в пользу государства. Однако, по первой фазе основные выгоды от Кашаганского проекта экономика Казахстана начнет получать во второй половине осуществления проекта и после его завершения. Это снижает значимость проекта в текущих сложных экономических условиях.

Рисунок 3. Добыча и экспорт нефти и газового конденсата, млн т.



Источник: МНЭ, КС МНЭ, расчеты ХФ

Приложение 1

Эволюция структуры участников освоения Кашагана

Год	Участники	Доли, %
1998	Mobil	14.3
	Shell	14.3
	Agip	14.3
	British Gas	14.3
	Total	14.3
	<i>KazakhOil</i>	14.3
	British Petroleum	9.5
	Statoil	4.8
1998	Mobil	14.3
	Shell	14.3
	Agip	14.3
	British Gas	14.3
	Total	14.3
	British Petroleum	9.5
	Statoil	4.8
	<u>Inpex</u>	7.1
<u>Phillips Petroleum</u>	7.1	
2002	ExxonMobil	16.7
	Shell	16.7
	Agip	16.7
	<i>British Gas</i>	16.7
	Total	16.7
	Inpex	8.3
	Phillips Petroleum	8.3
2005	ExxonMobil	18.5
	Royal Dutch Shell	18.5
	Agip	18.5
	Total	18.5
	Conoco Phillips	9.3
	Inpex	8.3
	<u>KazMunaiGas</u>	8.3
2008	ExxonMobil	16.8
	Royal Dutch Shell	16.8
	Agip	16.8
	Total	16.8
	KazMunaiGas	16.8
	<i>Conoco Phillips</i>	8.4
	Inpex	7.6
2013	KazMunaiGas	16.9
	ExxonMobil	16.8
	Royal Dutch Shell	16.8
	Agip	16.8
	Total	16.8
	<u>CNPC</u>	8.3
	Inpex	7.6

Примечание: Выходящие из проекта участники выделены - курсивом, входящие – подчеркиванием.

Приложение 2

Основные условия СРП по Кашагану

Условия контракта

Период: 48 лет (1997-2044)
 Освоение: в течение пяти лет после обнаружения нефти
 Оценочные запасы: 14.6 млрд баррелей нефти
 Стороны: AGIP КСО, (консорциум) Республика Казахстан

Затратная часть проекта («Cost Oil»)

Цель: платежи по компенсации издержек консорциума.

Определения:

1) **Возмещаемые затраты:** Капитальные затраты (CapEx), операционные расходы (OpEx), финансовые расходы, транспортные расходы до определенного экспортного пункта назначения.

2) **Окупаемость:** Дата по достижении которой совокупные поступления консорциуму (исключая налоги) сравняются с совокупными затратами консорциума («Возмещаемые затраты») на недисконтированной основе. Отношение поступлений к затратам известно как коэффициент номинальной окупаемости проекта "R-Factor".

Шкала: **80%** добытой нефти до окупаемости совокупных возмещаемых затрат

55% добытой нефти после окупаемости

Прибыльная часть проекта

Цель: платежи для обеспечения финансовой отдачи.

Шкала: доля прибыльной нефти консорциума, определяется самым низким значением следующих трех показателей; данные расчеты производятся раз в полгода.

1) Внутренняя норма доходности консорциума (IRR)

Примечание: Рассчитано 7/1/93 с использованием фактических денежных потоков консорциуму на полугодовой основе.

<u>Границы IRR</u>	<u>IRR проценты</u>
IRR ≤ 17%	90%
17% < IRR ≤ 20%	= {90-26.67x[(IRR-17%)]}
IRR > 20%	10%

2) Объемы добытой нефти (миллиарды баррелей)

Примечание: Процент от объема добычи - совокупные добытые баррели с 7/1/93, с применением базового уровня IRR консорциума.

<u>Границы объемов добычи</u>	<u>IRR проценты</u>
Объем ≤ 3.0	90%
3.0 < Объем ≤ 5.5	Выше базового уровня или = {90-32% x [(объем-3.0)]}
Объем > 5.5	Выше базового уровня или 10%

<u>Границы IRR</u>	<u>Базовый уровень</u>
IRR ≤ 12.5%	60%
12.5% < IRR ≤ 15%	35%
15% < IRR ≤ 17.5%	20%
IRR > 17.5%	10%

3) R Фактор (RF)

Определение (см. Окупаемость выше)

Границы R Фактор	R Фактор проценты
$RF \leq 1.4$	90%
$1.4 < RF \leq 2.6$	$= \{90\% - (66.67\% \times (RF - 1.4))\}$
$RF > 2.6$	10%

Налогообложение прибыли

Шкала: налогообложение прибыли является функцией от внутренней нормы доходности (IRR) консорциума.

Границы IRR Консорциума	Ставка налога на прибыль
$IRR < 20\%$	30%
$20\% < IRR \leq 22\%$	34%
$22\% < IRR \leq 24\%$	38%
$24\% < IRR \leq 26\%$	42%
$26\% < IRR \leq 28\%$	48%
$28\% < IRR \leq 30\%$	54%
$IRR > 30\%$	60%

Прочие юридические условия:

- 1) **Допустимое превышение расходов:** подрядчик имеет право осуществлять расходы сверх утвержденного бюджета до 5% от общего объема расходов и до 10% для любой статьи бюджета.
- 2) **Чрезвычайные обстоятельства:** если чрезвычайные обстоятельства приводят к экономическим трудностям для консорциума (например, экологическое происшествие), стороны собираются для обсуждения корректировок распределения прибыльной нефти. (Государство не имеет соответствующего права регулирования).
- 3) **Капитализация:** Соотношение заемных и собственных средств не может превышать 70:30.
- 4) **Экспроприация:** в случае экспроприации, государство обеспечивает оперативную компенсацию.
- 5) **Арбитраж:** стороны соглашаются представить любой спор по разделу (4) для арбитражного урегулирования.
- 6) **Изменения законодательства:** если происходят изменения в местном законодательстве, которое имеет существенно негативное влияние на экономические выгоды консорциума, стороны должны действовать, для восстановления общей экономической выгоды.

Примечания: отдельные условия СРП были упрощены для понятности и краткости презентации.

Ссылки:

¹www.ncoc.kz/EN/.../2013/PressRelease-en_30.06.2013.pdf

²www.reuters.com/article/oil-kashagan-idUSL6N0S52P420141010

АО «Halyk Finance» (далее - HF), дочерняя организация АО «Народный банк Казахстана».

Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением или попыткой со стороны HF купить, продать или вступить в иную сделку в отношении каких-либо ценных бумаг и иных финансовых инструментов, на которые в настоящей публикации может содержаться ссылка, предоставить какие-либо инвестиционные рекомендации или услуги. Указанные предложения могут быть направлены исключительно в соответствии с требованиями применимого законодательства. Настоящая публикация основана на информации, которую мы считаем надежной, однако мы не утверждаем, что все приведенные сведения абсолютно точны. При этом, отмечаем, что прошлая доходность не является показателем доходности инвестиций в будущем. Мы не несем ответственности за использование клиентами информации, содержащейся в настоящей публикации, а также за сделки и операции с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, упоминающимися в ней. Мы не берем на себя обязательство регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящей публикации или исправлять возможные неточности. HF, его аффилированные и должностные лица, партнеры и сотрудники, в том числе лица, участвующие в подготовке и выпуске этого материала, оставляют за собой право участвовать в сделках в отношении упоминающихся в настоящей публикации ценных бумаг и иных финансовых инструментов. Также отмечаем, что на ценные бумаги и иные финансовые инструменты, рассматриваемые в настоящей публикации и номинированные в иностранной валюте, могут оказывать влияние обменные курсы валют. Изменение обменных курсов валют может вызвать снижение стоимости инвестиций в указанные активы. Следует иметь в виду, что инвестирование в Американские депозитарные расписки также подвержено риску изменения обменного курса валют, а инвестирование в казахстанские ценные бумаги и иные финансовые инструменты имеет значительный риск. В указанной связи, инвесторы до принятия решения об участии в сделках с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, рассматриваемыми в настоящей публикации, должны проводить собственное исследование относительно надежности эмитентов данных ценных бумаг и иных финансовых инструментов.

Настоящая информация не предназначена для публичного распространения и не может быть воспроизведена, передана или опубликована, целиком или по частям, без предварительного письменного разрешения АО «Halyk Finance».

© 2016, все права защищены.

Департамент исследований

Мурат Темирханов
Асан Курманбеков
Эльмира Арнабекова
Станислав Чуев
Азамат Талгатбеков
Алтынай Ибраимова
Диас Кабылтаев

Управление

Директор
Макроэкономика
Макроэкономика
Долговые инструменты
Долговые инструменты
Долевые инструменты
Долевые инструменты

E-mail

m.temirkhanov@halykfinance.kz
a.kurmanbekov@halykfinance.kz
e.arnabekova@halykfinance.kz
s.chuyev@halykfinance.kz
a.talгатbekov@halykfinance.kz
a.ibraimova@halykfinance.kz
d.kabyltayev@halykfinance.kz

Департамент продаж

Мария Пан
Динара Асамбаева
Айжана Туралиева
Шынар Жаканова
Сабина Муканова

Инвесторы

Директор
Институциональные
Институциональные
Розничные
Розничные

E-mail

m.pan@halykfinance.kz
d.asambayeva@halykfinance.kz
a.turaliyeva@halykfinance.kz
sh.zhakanova@halykfinance.kz
s.mukanova@halykfinance.kz

Адрес:

Halyk Finance
пр. Абая, 109 «В», 5 этаж
A05A1B9, Алматы, Республика Казахстан
Тел. +7 727 357 31 77
www.halykfinance.kz

Bloomberg

HLFN

Thomson Reuters

Halyk Finance

Factset

Halyk Finance

Capital IQ

Halyk Finance