
Нефтегазовый сектор в экономике Казахстана

Эльмира Арнабекова
e.arnabekova@halykfinance.kz
Мурат Темирханов
m.temirkhanov@halykfinance.kz
+7 (727) 357 31 79
Алтынай Ибраимова
a.ibraimova@halykfinance.kz

Краткое резюме

Казахстан занимает одно из ведущих мест в мире по запасам нефти (12-ое место в мире, 1.8% от мировых запасов). Среди стран СНГ государство также является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь России. По оценкам компании BP, нефти хватит на 49 лет добычи. Запасы природного газа согласно отчету BP составляют 1 трлн куб.м, 0.5% мировых запасов, при этом при текущих объемах добычи газа хватит на 75 лет. Обладая значительным потенциалом развития углеводородной отрасли, страна привлекает внимание иностранных инвесторов и является одним из крупных игроков на мировом рынке.

Нефтяной сектор Казахстана представлен более 200 месторождениями, сосредоточенными в основном на западе страны. Страна ежегодно добывает около 78-80 млн тонн нефти (~1.6-1.7 млн баррелей в сутки), с завершением проектов по расширению максимальный уровень добычи к 2025 году по прогнозам может достигнуть 110 млн тонн (при данном объеме суточная добыча превысит 2 млн баррелей в сутки).

Нефтегазовая промышленность является одним из основных драйверов роста ВВП страны, отражая существенную зависимость экономики от доходов отрасли. Снижение мировых цен на нефть (с \$98 в 2014г до \$53 в 2015г и \$44 в 2016г) и небольшой спад её добычи способствовали замедлению экономического роста с 4.1% в 2014 до 1.2% и 1% в 2015, 2016 годах.

В целом, динамику роста ВВП Казахстана можно разделить на три отдельных периода: с 1990 по 1999 годы практически нулевой рост, период с 2000 по 2014 год, когда позитивная динамика цен на нефть, приток инвестиций и рост добычи способствовали ежегодному повышению ВВП Казахстана в среднем на 7-8% (кроме периода мирового кризиса в 2007-2009 годах), и период 2015-2017 годов, характеризующийся устойчивым и резким падением цен на нефть, снижением добычи и инвестиций в сектор.

Отметим, что с 2000 по 2004 годы, несмотря на достаточно низкие цены на нефть, приток иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль (за 4 года валовые прямые инвестиции в сектор выросли более, чем в два раза) обеспечил быстрое наращивание добычи нефти в стране и увеличение экспортных поставок, и, как следствие, рост ВВП достигал двузначных значений.

Приток иностранных инвестиций в последующие годы увеличивался (особенно в геологоразведку), а рост добычи нефти и экономики стабилизировался. Следуя за котировками цен на нефть в 2008-2009 годах, экономика страны резко замедлилась, затем в 2010-2014 годы, вновь отскочила за отметку в 5% ежегодного роста, когда цены на черное золото достигали максимальных значений, превышая \$100 за баррель. Таким образом, в течение всего срока независимости Казахстана основным катализатором активного экономического роста был сектор нефти и газа. В свою очередь, основными факторами роста сектора были цена, прямые инвестиции, и рост добычи нефти. Другие отрасли экономики не смогли обеспечить столь сильного и устойчивого роста ВВП.

Стремительное развитие нефтегазовой отрасли страны в течение десятилетия привело к существенной зависимости экономики от экспорта нефти и волатильности цены на черное золото. Экспорт нефти и газа в 2013 и 2014 достигал 70% от всего экспорта страны. Доля нефтегазового сектора в ВВП достигала 30% в 2011. С учетом дополнительного финансирования расходов госбюджета из Нацфонда (НФ), вклад нефтегазового сектора в ВВП был еще больше. В последние несколько лет, в среднем, доля прямых инвестиций в нефтегазовую отрасль занимает чуть более половины валового притока иностранных инвестиций в страну, снизившись с рекордных уровней в более ранние периоды.

Текущий период, начиная с 2015 года, обнажил слабость сырьевой направленности экономики страны, которая отразилась на ухудшении макроэкономических показателей. После снижения цен и объемов добычи нефти резко снизился рост ВВП и возникли фискальные дисбалансы, которые истощали валютные активы НФ - уменьшение с пика в \$73.2 млрд в 2014 году до \$61.2 млрд к концу 2016 года (снижение на \$12 млрд). На фоне неблагоприятной внешней конъюнктуры консолидированный госбюджет перешел из профицита к дефициту и еще больше вырос ненефтяной дефицит.

Результатом снижения чистого экспорта более чем втрое с 2014 года стало углубление дефицита счета текущих операций от профицита в 2.8% в 2014 году до дефицита в 6.3% от ВВП в 2016 году. При этом, негативные последствия снижения экспортных доходов нивелировал рекордный приток прямых инвестиций по финансовому счету в \$14 млрд в 2016 году, перекрыв дефицит по текущему счету (51% валового притока инвестиций в 2016 был направлен в нефтегазовый сектор).

Важную роль для абсорбирования негативных последствий сырьевой зависимости экономики должен был играть Национальный фонд (контрциклическая политика использования Нацфонда). В период высоких цен на нефть, с целью недопущения перегрева экономики, Национальный фонд должен был выполнять функции по стерилизации и накоплению нефтедолларов для снижения волатильности и зависимости бюджетных расходов от нефтегазового сектора. В период падения цен на черное золото активы НФ должны были служить в качестве стабилизационного механизма для направления средств на стимулирование и поддержание экономического роста.

На наш взгляд, использование средств из НФ не соответствовало контрциклической политике и носило определённый проциклический характер. Так, в годы достаточно высоких цен на нефть (2010-2014 гг.), расходование активов НФ продолжилось и осталось практически на уровне трат во время кризисных 2008-2009 годов. Таким образом, избытки нефтедолларов, полученные в годы благоприятной ценовой конъюнктуры, не успевали аккумулироваться в достаточной мере, при этом росла зависимость государственных расходов от использования средств Нацфонда. После кризиса 2007-2009 ненефтяной дефицит госбюджета оставался на неприемлемо высоком уровне.

Также в последние несколько лет государство активно привлекает средства НФ не на прямую поддержку экономики, а на обеспечение финансовой устойчивости тех или иных институтов. К примеру, в 2009 г. НФ предоставил облигационный займ для Самрук-Казына (сопоставимый по размеру с 3.7% ВВП), который в свою очередь в основном использовался для поддержки национализации банков. В 2015 году НФ снова предоставил облигационный займ для Самрук-Казына (сопоставимый с 1.8% ВВП), средства от которых обеспечили покрытие внешних обязательств НК КМГ. В 2017 средства НФ в том числе пошли на оздоровление БВУ (сопоставимые с 4% ВВП).

В настоящее время отмечается начало процесса более рационального использования средств из НФ. Меры по снижению уровня трансфертов и уменьшению зависимости экономики от нефтяных доходов нашли отражение в согласованной в прошлом году новой концепции НФ. Однако документ еще далек от лучшей мировой практики по накоплению и использованию суверенных фондов страны.

По нашим расчетам, цена нефти, при которой консолидированный бюджет страны будет нейтральным, должна составить \$55 в 2017 году (не учитывая единовременное направление средств на оздоровление банковского сектора в текущем году), что примерно совпадает с нашими прогнозными ценами на нефть в 2017 году. В данных условиях можно ожидать формирования приемлемого фискального баланса страны.

В первом полугодии этого года отмечается неожиданно высокий рост ВВП (4.2%). Главным драйвером роста снова выступил нефтегазовый сектор, а также горнорудный сектор (производство металлов). По сравнению с первым полугодием 2016 года средняя цена на нефть выросла на 30% до \$52, а благодаря Кашагану добыча нефти увеличилась на 10%.

Ценовая турбулентность на нефтяном рынке привела к тому, что нефтедобыча сейчас едва держится на грани рентабельности. По нашим расчетам, операционная себестоимость добычи одного барреля нефти на казахстанских месторождениях, за исключением Кашагана, колеблется в диапазоне \$7-\$48/bbl. Такой широкий размах объясняется разной стадией зрелости месторождений.

Отрасль разведки и разработки новых месторождений в последние годы характеризуется выходом инвесторов из проектов и направлением основной части инвестиций в добычу уже существующих месторождений. Поэтому надежды участников отрасли главным образом связаны с увеличением добычи на трех месторождениях-гигантах Карачаганак, Кашаган и Тенгиз.

В целом, сырьевая зависимость экономики и волатильность цены на нефть является одним из ключевых факторов риска экономической стабильности Казахстана. Негативные шоки колебаний цен на черное золото отрицательно влияют на основные компоненты валового продукта: снижается потребление, инвестиции, расходы государства.

При этом, положительные шоки также имеют негативные последствия для экономики страны: структура экономики перестраивается в сектор неторгуемых товаров (строительство, услуги, и так далее), при этом сектор торгуемых товаров стагнирует (обрабатывающая промышленность, сельское хозяйство). Также, неправильно проводимая контрциклическая политика является причиной растущего потребительского и инвестиционного импорта.

Таким образом, местное производство не может конкурировать с более дешевым импортом во время высоких цен на нефть, но при этом в период низких цен производство также испытывает трудности ввиду общего падения деловой активности и недостатка финансирования.

Среди прочих недостатков сырьевой направленности экономики мы отмечаем увеличение государственных инвестиций в бизнес в период высоких цен на нефть, что приводит к преобладанию государственного сектора над частным.

Небольшая доля частного сектора в экономике является одной из главных причин слабой развитости рыночных отношений и слабой конкурентоспособности местного бизнеса.

В Казахстане значительная доля занятого населения работает в государственных структурах и получает доходы, финансируемые волатильными и истощающимися нефтяными доходами. В долгосрочной перспективе стабильная занятость в данной сфере несостоятельна, необходимо снижение данной доли для более эффективного использования нефтяных доходов. Отметим также, что нефтяной сектор характеризуется как достаточно капиталоемкий, поэтому он не является сектором, активно создающим рабочие места.

Все данные факты говорят о срочной необходимости диверсификации экономики для снижения зависимости совокупных доходов страны от колебаний цен на нефть и улучшения политики по использованию Национального фонда. С точки зрения диверсификации, скорейшее проведение структурных реформ, разгосударствление экономики, развитие рыночных отношений и частного сектора будут главными драйверами этого процесса.

Добыча и запасы

Нефть

Казахстан занимает одно из ведущих мест в мире по запасам нефти (12-ое место в мире, 1.8% от мировых запасов). Доказанные запасы нефти Казахстана согласно отчету компании ВР выросли почти в 6 раз с 5.3 млрд баррелей в 1995 году до 30 млрд баррелей к концу 2016 года (3.9 млрд тонн). Правительство же оценивает запасы страны чуть выше – на уровне 4.8 млрд тонн. По оценкам ВР, нефти хватит на 49 лет добычи.

Наиболее крупные нефтяные месторождения сконцентрированы на западе страны, среди них: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северный Бузачи, Алибекмола, Северная и Восточная Прорва, Кенбай и Королевское. При этом запасы нефти данных 15 крупных месторождений составляют 90% всех запасов страны.

С учетом истощенности старейших месторождений (Узень, Эмба) необходим поиск новых нефтеносных районов для поддержания сырьевой базы страны. Поиск месторождений в основном сосредоточен в шельфовых зонах Каспийского моря, требующих более дорогих инвестиций.

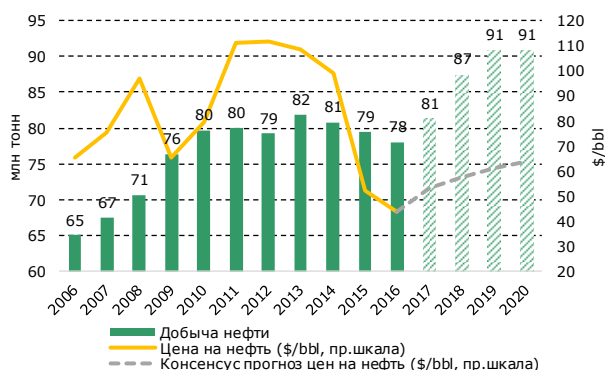
Добыча нефти в Казахстане достигла пика в 2013 году, и в течение последних 3 лет после последовательного роста в среднем на 4% снижается в связи с физическим снижением производства нефти на существующих месторождениях. По итогам 2016 года, объем добычи составил 78 млн тонн, снизившись более чем на 1 млн тонн за год (рис.1).

По прогнозам Правительства, объем добычи нефти в 2017 году составит 81 млн тонн. При этом, в течение 1 полугодия текущего года, Казахстан нарастил добычу на 10% относительно аналогичного периода прошлого года до 42.5 млн тонн. Таким образом, суточная добыча составила около 236 тыс тонн, или 1.72 млн баррелей (коэффициент барелизации 7.3).

В декабре прошлого года Казахстан взял на себя обязательство по сокращению добычи нефти на 20 тыс. баррелей в день в 1 полугодии 2017 года от показателя ноября, тем самым пообещав заморозить добычу на уровне 1.7 млн баррелей/сутки. Однако вследствие начала добычи на Кашагане (достигшего 170 тыс баррелей/сутки через 5 месяцев после запуска), а также роста объемов на Тенгизе, по данным Международного энергетического агентства, Казахстан напротив превысил оговоренный показатель. Так, согласно отчету агентства, суточная добыча нефти в феврале составила 1.8 млн баррелей. В марте-апреле суточная добыча превышала 1.7 млн баррелей, при этом министр энергетики отметил, что в мае-августе ожидается снижение объемов производства нефти в связи с климатическими условиями. Так, в июне, согласно данным Комитета по Статистике, добыча снизилась на 2% м/м.

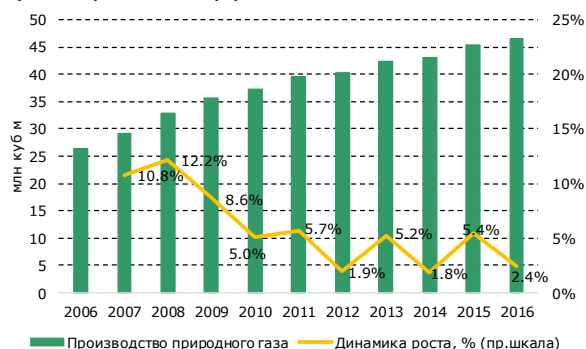
Казахстан поддержал майское решение ОПЕК о продлении соглашения еще на 9 месяцев, при этом Министр Энергетики высказался о постепенном выходе страны из договоренностей в течение 2-3 месяцев после истечения срока соглашения. Также Министерство отмечало, что снижение добычи коснется выработанных месторождений в Актюбинской и Кызылординской областях, а объем производства нефти на Кашагане, Тенгизе и Карачагане снижать не планируется.

Рисунок 1. Объем добычи нефти



Источник: КС МНЭ, Bloomberg

Рисунок 2. Производство природного газа



Источник: КС МНЭ

Газ

Запасы природного газа согласно отчету ВР составляют 1 трлн куб.м, 0.5% мировых запасов, при этом при текущих объемах добычи газа хватит на 75 лет. Среди наиболее крупных месторождений отмечаются: Кашаган (запасы 1 трлн куб.м.), Тенгиз (1.8 трлн куб.м.), Карачаганак (1.35 трлн куб.м.)

Добыча газа в стране в 2016 году составила 46.6 млрд куб.м, увеличившись почти на 1 млн куб.м за год. Производство природного газа ежегодно растет, однако отмечается значительное замедление темпа прироста с 12% в 2008 году до 3.5% в среднем в последние два года (рис.2).

Практически весь природный газ поставляется на экспорт, 86% добытого попутного нефтяного газа вывозится за границу.

Перспективы добычи нефти и газа

В текущем году добыча нефти по прогнозам Правительства может достигнуть 81 млн тонн. Ввиду физического снижения производства нефти на старых месторождениях, мы ожидаем, что добыча на существующих месторождениях снизится до 76 млн тонн (-3% г/г), а с учетом запланированных 5 млн тонн на Кашагане, прирост добычи может составить около 4% г/г в 2017 году.

В дальнейшем мы ожидаем продолжения снижения добычи на выработанных месторождениях в среднем на 10% г/г, при этом данное снижение может компенсировать рост добычи на Кашагане до 13 млн тонн в год к 2018-2020 годам. Таким образом, по нашим ожиданиям, добыча может достигнуть 87-90 млн тонн (рис.3).

С реализацией проекта ЦК-1 на Кашагане, уровень добычи может достигнуть 16 млн тонн к 2025 году, также ожидается увеличение добычи на Тенгизе на 12 млн тонн в год до 39 млн тонн (предполагаемый срок завершения расширения – 2022 год). При сохранении объемов добычи на Карачаганак (12-15 млн тонн), и остальных месторождениях (около 40 млн тонн) это позволит нарастить добычу до 110 млн тонн к 2025 году (при данном объеме суточная добыча превысит 2 млн баррелей в сутки).

Перспективы дальнейшего увеличения добычи газа и его экспорта связаны с уменьшением использования добытого сырья для обратной закачки на месторождениях нефти. При этом недостаточная пропускная мощность существующих газопроводов также является фактором, ограничивающим поставки за границу.

Влияние нефтяного сектора на ВВП

Нефтегазовая промышленность является одним из основных драйверов роста ВВП страны, отражая существенную зависимость экономики от доходов отрасли. Снижение мировых цен на нефть (с \$98 в 2014г до \$53 в 2015г и \$44 в 2016г) способствовало замедлению экономического роста с 4.1% в 2014 до 1.2% и 1% в 2015 и 2016 годах, соответственно.

Вместе с падением уровня цен, уменьшение добычи нефти и природного газа в 2016 году стали причинами снижения доли сектора в ВВП страны до 18% от почти четверти в 2014 году (24%) (рис.4).

Рисунок 3. Перспективы добычи

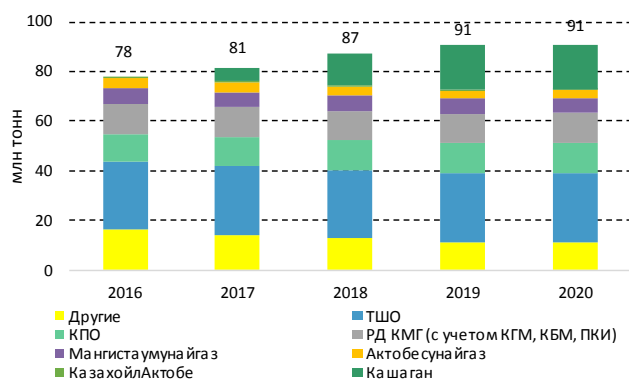
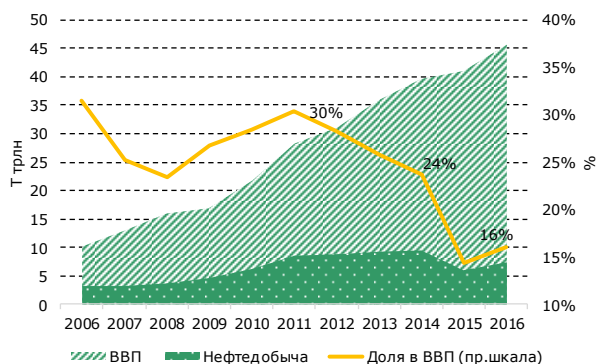
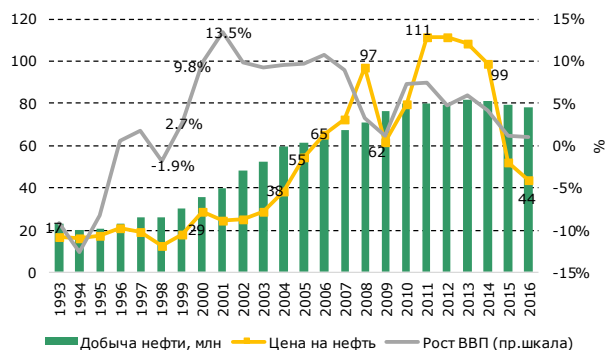


Рисунок 4. Доля отрасли в ВВП страны



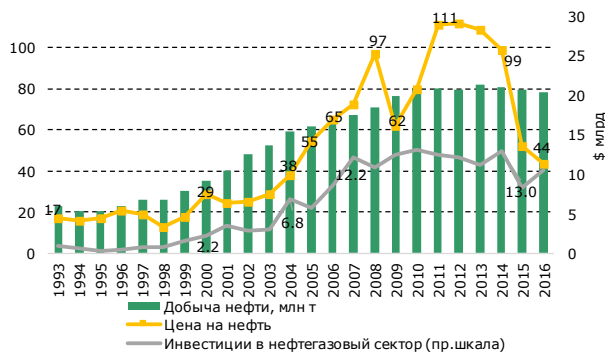
Источник: КС МНЭ

Рисунок 5. Добыча нефти и рост ВВП



Источник: КС МНЭ, World Bank

Рисунок 6. Добыча нефти и инвестиции в нефтегазовую отрасль



Источник: КС МНЭ, World Bank

Несмотря на то, что доля производства нефтяного сектора в ВВП сравнительно небольшая, многие источники финансирования нефтяного ВВП в стране зависят от данного сектора. Принимая во внимание, что государственные расходы страны составляют около 25% ВВП, а при этом в среднем около 40% доходов консолидированного бюджета составляют отчисления нефтегазовых компаний, это косвенно дает 10% к ВВП. Необходимо отметить приток инвестиций, связанный с отраслью, который используется на расходы в других секторах экономики, в потреблении, которые также формируют нефтяной ВВП страны.

Поэтому при рассмотрении динамики показателей ВВП, бюджета страны, мы наблюдаем их существенное ухудшение при падении стоимости черного золота.

Также, основываясь на эмпирических данных, по нашим оценкам, существует долгосрочная зависимость между динамикой ВВП и переменными показателя физического объема экспорта и цены на нефть. Чувствительность ВВП к цене на нефть в долгосрочном периоде составляет 0.13, а к показателю экспорта 0.14. То есть, рост цен на нефть на 1% способствует долгосрочному росту ВВП на 0.13пп, 1% изменение физического объема экспорта нефти сдвигает рост ВВП на 0.14пп. При этом 11% отклонения ВВП от его равновесного значения в результате шока со стороны независимых переменных (объема экспорта и цены на нефть) происходит в течение 1 года (0.11 - коэффициент остатков коинтеграционного уравнения).

Ранее, мы также оценивали прямое влияние запуска месторождения Кашаган на ВВП страны. По нашим расчетам, вклад роста добычи на новом месторождении в рост ВВП в 2017-2019 годах может в среднем составить 0.7пп.

В целом, динамику роста ВВП Казахстана можно разделить на три отдельных периода: с 1990 по 1999 годы практически нулевой рост, период с 2000 по 2014 год, когда позитивная динамика цен на нефть, приток инвестиций и рост добычи способствовали ежегодному повышению ВВП Казахстана в среднем на 7-8% (кроме периода мирового кризиса в 2007-2009 годах), и период 2015-2017 годов, характеризующийся устойчивым и резким падением цен на нефть, снижением добычи и инвестиций в сектор.

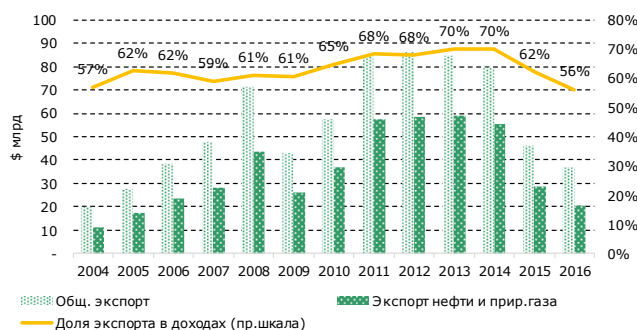
Следует отметить, что достаточно активный рост экономики в 2000-2006 годы происходил на фоне низких цен на нефть, при этом ежегодно страна наращивала объемы добычи черного золота, которые выросли почти в два раза за период. Увеличение добычи и освоение новых месторождений нефти и газа стало возможным благодаря притоку иностранных инвестиций (рис.6).

Влияние отрасли на платежный баланс

Экспорт

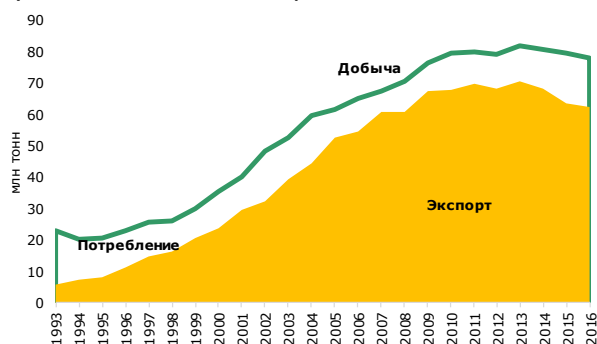
Доля валютных поступлений от экспорта нефти, природного газа и нефтепродуктов в общем объеме экспорта имеет тенденцию к снижению последние 3 года, но в 2016 году все же составила существенные 56% (62% в 2015 году) (рис.7). Данное уменьшение валютной выручки негативно сказывается на торговом балансе. Результатом уменьшения чистого экспорта более чем втрое с 2014 года стало углубление дефицита счета текущих операций от профицита в 2.8% в 2014 году до дефицита в 6.3% от ВВП в 2016 году.

Рисунок 7. Доходы от экспорта в денежном выражении



Источник: КС МНЭ, WITS

Рисунок 8. Физические объемы экспорта



Источник: КС МНЭ, World Bank

Из страны ежегодно вывозится около 80% добытой нефти. Оставшиеся объемы нефти реализуется на внутреннем рынке для дальнейшей переработки на НПЗ (рис.8).

В последние два года наблюдается динамика снижения экспорта и роста потребления на внутреннем рынке. При этом отметим, что стране более выгоден экспорт, чем продажа сырой нефти на внутреннем рынке. Реализация нефти на внутреннем рынке происходит по заниженным ценам и носит принудительный характер.

Поэтому при снижающихся объемах добычи нефти в стране, мы ожидали увеличения поставок за границу (приносящих больше налогов в бюджет). Однако, возможно, с растущим спросом на нефтепродукты в стране, поставки (в среднем составляют 30% от добываемой нефти компаний) на внутренний рынок выросли.

Отмечая высокую долю нефти в экспорте страны, колебания мировых цен на нефть напрямую влияют на экспорт. При этом, эффект от увеличения стоимости черного золота на улучшении счета текущих операций проявляется не полностью – вследствие одновременного увеличения первичных доходов иностранных инвесторов к выплате. Так, по расчетам НБК, 1% рост цен на черное золото увеличивает выплаты иностранным инвесторам на 0.89%. Таким образом, быстрое восстановление платежного баланса ограничено ростом требований инвесторов.

Прямые инвестиции

Ежегодно объем прямых инвестиций в нефтегазовую отрасль занимает почти половину валового притока иностранных инвестиций в страну и является важным фактором экономического развития.

Так, негативные последствия снижения экспортных доходов в 2016 году нивелировал рекордный приток прямых инвестиций по финансовому счету в \$14.4 млрд (нетто чистый приток ИПИ), перекрыв дефицит по текущему счету. Ранее, самый высокий уровень валового нетто притока в \$13.1 млрд. был достигнут в 2008 году.

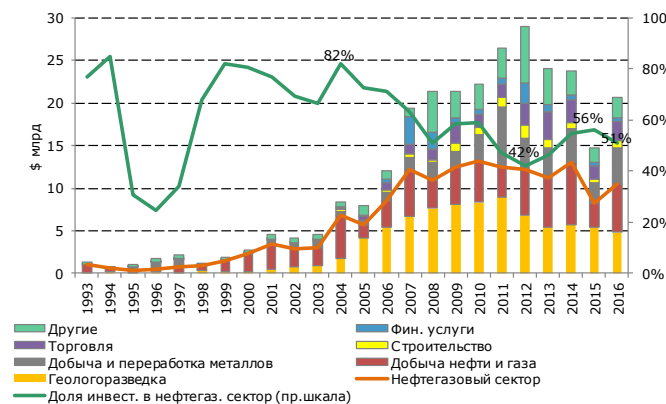
По показателю валового притока прямых инвестиций в страну рекордный показатель был зафиксирован в 2012 году, достигнув \$28 млрд. Из них 42% было направлено в нефтяной сектор.

В период достаточно высоких цен на нефть в 2009-2012 годы валовый приток прямых инвестиций в геологоразведку и поиск новых месторождений значительно превышал инвестиции в добычу. Однако уже в 2012 году прямые инвестиции в разведочные работы значительно снизились (-25% г/г). Интерес инвесторов развернулся в сторону увеличения добычи на существующих месторождениях, в связи с чем отмечается ускоренный рост вложений именно в данный сектор (рис.9).

Таким образом, с 2013 года (за исключением 2015 года, когда общий приток инвестиций резко упал) наблюдалась тенденция по преобладанию вложений в добычу и развития старых проектов, а поиск новых месторождений недостаточно привлекателен для инвесторов ввиду высоких рисков.

В 2015 году на фоне падения мировых цен прямые инвестиции значительно снизились, в том числе и в

Рисунок 9. Валовый приток прямых инвестиций



Источник: НБК

нефтегазовую отрасль (-62% г/г в добыче, при этом геологоразведка снизилась незначительно).

Но уже в 2016 году нетто валовый приток прямых инвестиций в нефтегазовую отрасль восстановился, увеличившись почти на треть, и в основном был сосредоточен в добыче. Видимо на фоне неблагоприятной ценовой конъюнктуры инвестиции в геологическую разведку и изыскания снова снизились за год. Однако отрицательная динамика в геологоразведке грозит истощением запасов.

Экспортные доходы, отражаемые в текущем счете платежного баланса, являются важным источником валюты в стране. Также, приток капитала по финансовому счету за счет прямых инвестиций обеспечивают приемлемый баланс по внешним счетам страны. При этом основная часть данных иностранных вложений направляется в сектор углеводородного сырья, который для иностранных компаний является объектом капиталовложения в долгосрочной перспективе. Поэтому динамика цен на нефть является определяющим фактором в инвестиционной активности в стране.

Депозиты крупных нефтегазовых предприятий также занимают значительную долю в обязательствах банковской системы и являются источником валютного фондирования. Так, краткосрочные валютные вклады НК КМГ в банках на конец 2016 года составляли \$3.5 млрд (~5% обязательств банковского сектора).

Перспективы прямых инвестиций

В настоящее время перспективы притока иностранных вложений в страну практически полностью связаны с проектами расширения и развития существующих крупных месторождений нефти и газа: Тенгиз и Кашаган.

Дальнейшие перспективы развития Тенгиза предполагают поддержание производительности действующих мощностей и увеличение добычи. Консорциум в прошлом году объявил о решении направить с 2017г. \$37 млрд на новые проекты: проект будущего расширения (ПБР) и проект управления устьевого давления (ПУУД). По масштабности инвестиций это второй инвестиционный проект с момента независимости после разработки Кашаганского проекта.

С запуском ПБР общий объем добычи нефти по плану возрастет на 12 млн тонн до 39 млн тонн в год (850 тыс баррелей в сутки).

Первоначально, стоимость ПБР оценивалась не менее \$16-20 млрд, из них \$7-8 млрд предполагалось затратить на строительство завода по стабилизации нефти, и практически столько же на ПУУД. Осуществление проекта было запланировано на 2019г. Однако в 2016 году сроки отодвинулись до 2022 года, при этом стоимость проекта уже оценивается в \$37 млрд.

По заявлению министра энергетики, реализация проекта принесет \$120 млрд с 2022 по 2033 годы в виде налоговых поступлений. Министр также полагает, что 1 фаза разработки месторождения Кашаган рассчитана на десятилетия, что дает основания рассчитывать на возможное продление СРП СК. Второй этап ОПР подразумевает строительство Центра компримирования (ЦК-01), предназначенного для закачки газа обратно в пласт. Согласно плану реализации проекта, необходимы инвестиции около \$5 млрд, при этом ввод в эксплуатацию

Нефтегазовый сектор в экономике Казахстана

осуществится в 2024г. Завершение 1 этапа ОПР позволит увеличить суточную добычу нефти до 450 тыс баррелей, т.е. 16 млн тонн нефти с 2025г. Отметим, что согласно прогнозу Министерства национальной экономики, добыча нефти достигнет 81 млн тонн в 2017г., из них от 5-8 млн тонн – нефть Кашагана.

В освоение месторождения Карачаганак с момента подписания соглашения о разделе продукции было инвестировано \$20.6 млрд.

Перспективы развития месторождения предполагали начало проекта расширения и увеличения добычи жидких углеводородов до 15 млн тонн в год, газа – до 38 млрд куб. м. в год. Первый этап расширения предусматривает бурение новых и капитальный ремонт существующих скважин, строительство объектов по подготовке газа и для увеличения объемов обратной закачки газа. Вторая фаза расширения предусматривает инвестирование в размере \$12 млрд для строительства газоперерабатывающего завода.

Однако в связи с возникновением споров с Казахстаном, проект несколько раз откладывался. Теперь решение по расширению перенесено на конец 2017 год, ввод в эксплуатацию новых объектов и установок – на 2022 год.

Национальный фонд

Первые суверенные фонды, созданные для поглощения избытков доходов от торгового баланса и сохранения полученных средств, были созданы в 70-ые годы. Следуя мировой практике (медный фонд в Чили, нефтяной – в Норвегии), в 2000 году в Казахстане был создан Национальный фонд.

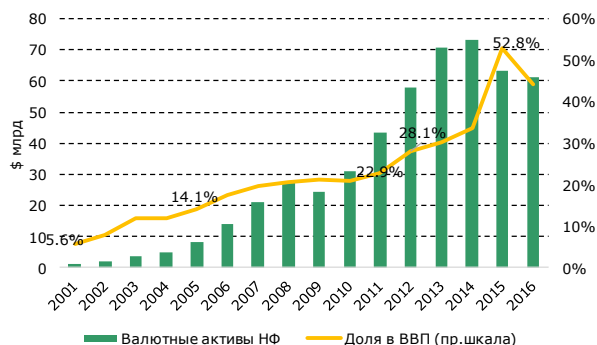
В период высоких цен на нефть с целью недопущения перегрева экономики, Национальный фонд выполнял функции по стерилизации нефтедолларов и их накоплению для снижения волатильности и зависимости бюджетных доходов от сектора. В период падения цен на черное золото активы НФ служат в качестве стабилизационной подушки, средства направляются на стимулирование и поддержание экономического роста.

Средства фонда аккумулируются на счете Правительства в Национальном банке РК и разделяются на стабилизационный и сберегательный портфели. Стабилизационный портфель представляет собой достаточно ликвидные средства, при этом его доля в общем объеме активов меньше и составляет 25% (на конец 2016 года). Сберегательный портфель занимает большую часть средств НФ, представляя собой инвестиции в долгосрочные финансовые инструменты.

Помимо валютных активов (97% от общего портфеля), в структуре фонда присутствуют тенговые облигации Самрук-Казына, КазАгро и Байтерек, являющимися практически обесцененными активами, в связи с тем, что кредиты выдавались по условиям значительно ниже рыночных (их стоимость в долларовом эквиваленте составляет около \$2 млрд).

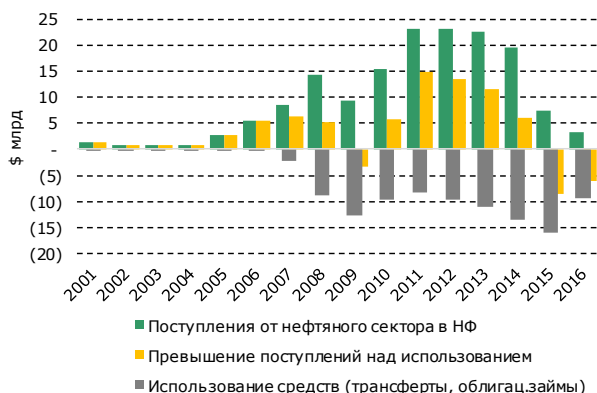
Поступления НФ преимущественно формируются за счет прямых налогов нефтяного сектора. При этом отмечается высокая концентрация средств – около трети отчислений составляют налоги компании «Тенгизшевройл».

Рисунок 10. Валютные активы НФ



Источник: НБК

Рисунок 11. Поступления в НФ от нефтяного сектора и использование средств



Источник: МинФин
 (для расчетов использован средний обменный курс тенге к доллару)

Гарантированные и целевые трансферты и покупка облигаций квазигосударственных компаний являются основными направлениями использования средств.

Доля трансфертов в затратах официального бюджета (неконсолидированного) выросла с 22% в 2011 до 30% в 2016 году, что также свидетельствует об увеличивающейся зависимости государства от нефтяного сектора.

С начала создания Фонда по 2007 год валютные активы последовательно росли. Доля активов в ВВП страны менее чем за 10 лет удвоилась с 14.1% в 2005 году до 33.6% в 2015 году (рис.10).

Отметим, что в 2008-2009 годах, вследствие ухудшения мировой экономической конъюнктуры, использование средств из НФ возросло сразу в 3 раза по сравнению с 2007 годом. Данные средства были направлены на поддержание фискального и экономического баланса, в том числе на обеспечение фондирования крупных квазигосударственных структур (выделение в 2009 году Т750 млрд на покупку облигаций Самрук-Казына и КазАгро).

В период с 2010 по 2014 годы НФ выполнял сберегательную функцию, средняя доля сбережений составляла 48% от поступлений. Накопление сбережений стало возможным благодаря рекордным ценам на нефть, при этом использование средств практически не снижалось (рис.11).

В 2015-2016 годы ввиду падения мировых цен на нефть, использование средств более чем в два раза превышало поступления. Таким образом, валютные активы НФ снизились с пика в \$73.2 млрд в 2014 году до \$63.4 млрд в 2015 году и \$61.2 млрд к концу 2016 года. С начала текущего года валютные активы находились на достаточно стабильном уровне, однако ввиду выделения трансфертов для обеспечения устойчивости банковской системы, в июле активы НФ снизились на \$4.3 млрд. За 2017 год мы не ожидаем дальнейшего значительного снижения уровня активов НФ (предусматривая уровень трансфертов – \$9 млрд, и уровень налоговых поступлений – \$5-6 млрд в 2017 году).

В годы плохой конъюнктуры государство активно привлекает средства из НФ на поддержку экономики. Контрциклические меры зачастую направлены не на прямую поддержку экономики, а на обеспечение финансовой устойчивости тех или иных институтов. К примеру, в 2009 г. НФ приобретал облигации Самрук-Казына (сопоставимые с 3.7% ВВП), которые в свою очередь использовались для поддержки национализации банков, в 2015 году НФ вновь покупал облигации Самрук-Казына (сопоставимые с 1.8% ВВП), средства от которых обеспечили покрытие внешних обязательств КМГ, в 2017 средства НФ в том числе пошли на оздоровление БВУ (сопоставимо с 4% ВВП) (рис.12).

С начала 2000 года без учета 4-х лет, когда активно наращивались затраты консолидированного бюджета среднее отношение расходов бюджета к ВВП равнялось 22%. Исходя из того, что на глобальный тренд замедления экономики затраты средств из госбюджета и НФ существенно не влияли, можно сказать, что эффективность господдержки экономики была малоэффективна (рис.13).

На наш взгляд, использование средств из НФ носит более проциклический характер. Так, в годы достаточно высоких цен на нефть, 2010-2014 годах, расходование активов НФ

продолжилось и осталось практически на уровне трат во время кризисных 2008-2009 годов (рис.11). Таким образом, избытки нефтедолларов, полученные в годы благоприятной ценовой конъюнктуры, не успевают аккумулироваться в достаточной мере.

Меры по снижению уровня трансфертов и уменьшения зависимости экономики от нефтяных доходов нашли отражение в согласованной в прошлом году новой концепции НФ. Концепция предполагает снижение уровня гарантированного трансферта до Т2 трлн (\$6 млрд) до 2020 года (ранее ежегодный размер составлял \$8млрд +/- \$1.2 млрд в зависимости от цикла потребности). При этом также был увеличен минимальный уровень активов НФРК с 20% до 30% от ВВП, а целевой показатель ненефтяного дефицита должен составлять 7% к 2020 году, 6% - к 2025 году.

Влияние отрасли на фискальную политику

Фискальная политика страны проявляет двойственную картину в связи с различиями в составлении баланса государственных финансов официальными органами и методикой формирования бюджета персоналом МВФ.

Государственный официальный бюджет страны не отражает полностью динамику доходов и расходов государственных финансов. Поступления от нефтяного сектора аккумулируются в НФ и попадают в официальный бюджет в виде трансфертов, также нередко происходит расходование средств "мимо" официального бюджета на покупку облигаций и выделение займов квази-государственным структурам.

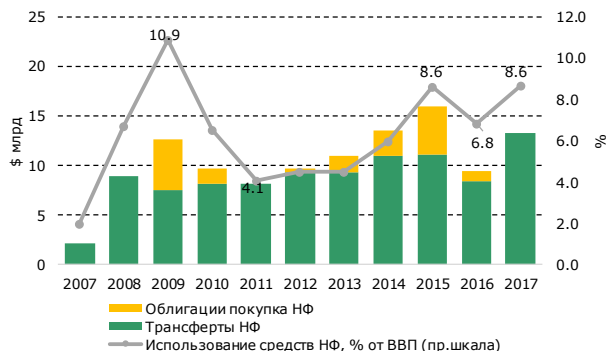
Консолидированный бюджет, составленный по методике МВФ, более полно отражает движение государственных средств и объективнее оценивает положение фискального баланса, ввиду того, что налоговые отчисления от нефтяного сектора напрямую отражаются в доходах, а бюджетное кредитование в виде помощи квазиструктурам отражаются в затратах государства.

Сравнительный анализ стран-экспортеров нефти демонстрирует достаточную зависимость консолидированного бюджета Казахстана от нефтяных доходов, объясняя волатильность макроэкономических и бюджетных условий страны, которые следуют за цикличностью отрасли (рис.14). Данный показатель позволяет определить дальнейшую перспективу макроэкономики и фискального баланса страны, горизонт запасов дает представление о длительности нефтяных потоков (краткосрочные/долгосрочные). Казахстан, обладая значительным горизонтом запасов углеводородного сырья, по сравнению с Норвегией достаточно зависим от поступлений нефтяного сектора. Отметим, что с приближением страны к истощению природных ресурсов, сокращается доля доходов от нефтегазового сектора в бюджете.

В целом, показатели фискального баланса страны лучше показателя ВВП могут оценивать экономическую и политическую стабильность в стране, так как являются источником финансирования социально-важных секторов (здравоохранение, инфраструктура), а также быстрее реагирует на неблагоприятную внешнюю конъюнктуру.

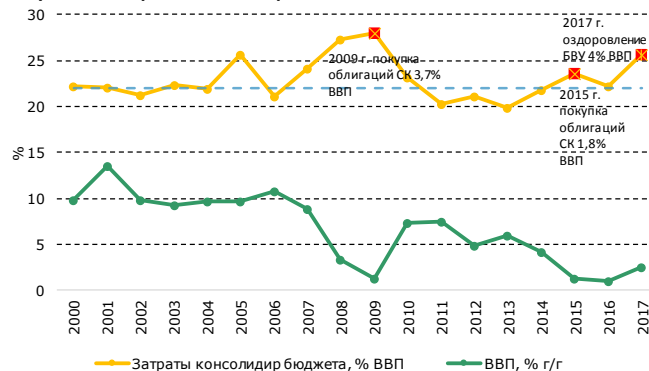
Так, в последние два года на фоне падения доходов компаний и спада экономической активности налоговые платежи, пополняющие бюджет и Национальный фонд,

Рисунок 12. Использование средств НФ



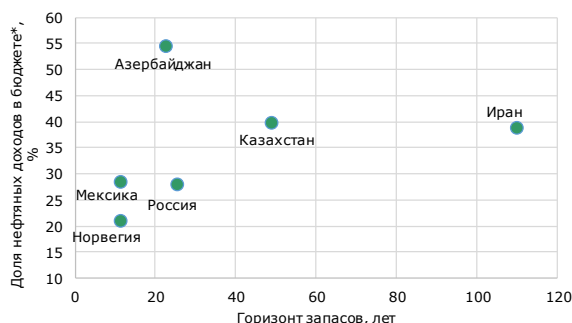
Источник: МинФин

Рисунок 13. Затраты консолидированного бюджета и ВВП



Источник: МинФин

Рисунок 14. Горизонт запасов нефти и нефтяные доходы в консолидированном бюджете



*Среднее значение за 2013-2015гг
Источник: IMF, BP statistical review

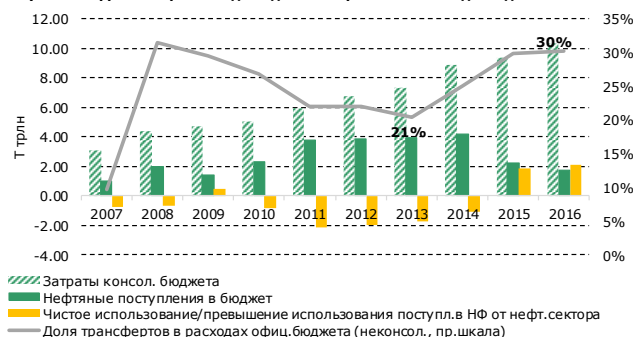
значительно ниже предыдущих лет. В 2016 году доля нефтяных доходов в доходах консолидированного бюджета страны упала до 23% (28% в 2015 году, 47% в 2014 году) (рис.15).

Дефицит консолидированного бюджета в основном выше, чем официальный. Так, в период кризисных явлений в 2008-2009 годах активное использование средств для поддержки экономики расширило дефицит консолидированного бюджета до 5%, в то время как официальный составлял 3%.

Другая проблема бюджета – в росте ненефтяного дефицита на фоне уменьшения поступлений от сектора нефти и газа. Несмотря на то, что общий дефицит консолидированного бюджета улучшился в прошлом году с 6.3% до 5.6%, ненефтяной дефицит остается на высоком уровне в 9% (рис.16).

По нашим расчетам, доля ненефтяного дефицита консолидированного бюджета в ВВП в последние три года резко выросла с 7.4% в 2013 году до 12% в 2015 году. В прошлом году, дефицит составил 9%, при этом, по оценкам World Bank, при сохранении такого высокого уровня ненефтяного дефицита, валютные активы НФ быстро истощатся и к 2020 году будут равны общему Правительственному долгу. Поэтому необходимо принимать меры по стимулированию ненефтяного сектора и увеличения его доходов, а также по сокращению госрасходов.

Рисунок 15. Доля нефтяных доходов в затратах консолид. бюджета



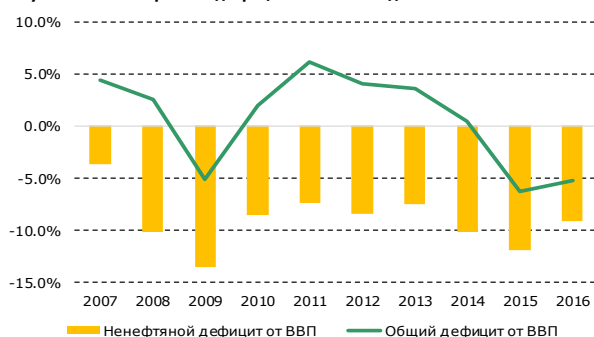
Источник: МинФин

При запланированном на 2017 год уровне затрат свыше Т10 трлн, при текущей прогнозной цене на нефть в \$55 за баррель, по нашим расчетам, общий дефицит консолидированного бюджета сохранится на уровне 6%, при этом ненефтяной расширится до 11%.

По нашим расчетам, цена нефти, при которой консолидированный бюджет страны будет нейтральным, должна составить \$55 в 2017 году (не учитывая единовременное направление средств на оздоровление банковского сектора в текущем году), что практически совпадает с прогнозными ценами на нефть в текущем году. В данных условиях можно ожидать формирование приемлемого фискального баланса страны.

Таким образом, цена на нефть является определяющим фактором формирования сбалансированного бюджета, а в период низких цен на сырье является причиной роста дефицита и снижения государственных доходов.

Рисунок 16. Нефтяной дефицит консол. бюджета



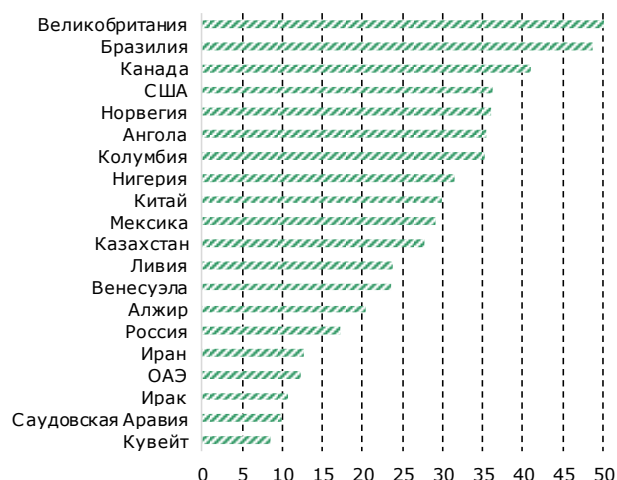
Источник: МинФин

Себестоимость нефти на казахстанских месторождениях

Ценовая турбулентность на нефтяном рынке привела к тому, что нефтедобыча сейчас едва держится на грани рентабельности. Более свежие источники показывают, что в этом вопросе наименьший дискомфорт испытывают страны Персидского залива. Так, по данным Rystad Energy, самая дешевая добыча нефти в Кувейте (\$8.5/bbl), в Саудовской Аравии (\$9.9/bbl) и Ираке (\$10/bbl), тогда как самая дорогостоящая – в Великобритании (\$52.5/bbl). В Казахстане, согласно вышеуказанному источнику, средняя себестоимость добычи составляет \$27.8/bbl.

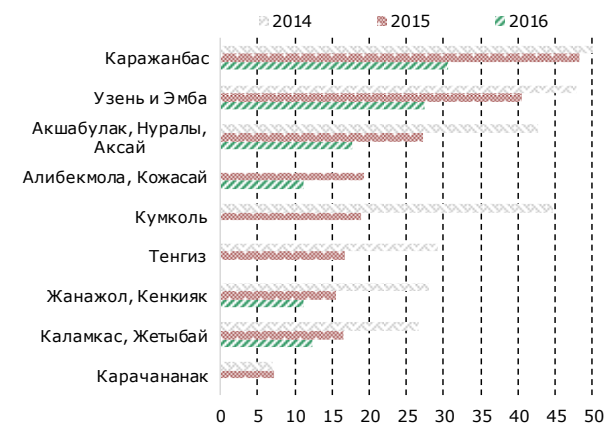
По нашим расчетам, операционная себестоимость добычи одного барреля нефти на казахстанских месторождениях, за исключением Кашагана, колеблется в диапазоне \$7-\$48/bbl. Такой широкий размах объясняется разной стадией

Рисунок 17. Общая стоимость производства нефти по странам, \$/bbl



Источник: Rystad Energy

Рисунок 18. Средняя операционная себестоимость нефти, \$/bbl*



*лифтинг затраты, НДС, ЭТП, рентный налог и транспортировка

Источник: Расчеты НГ, отчетности компаний

зрелости месторождений (см. Приложение 1.). При этом справедливым будет отметить, что с учетом инвестированного капитала в проекты, которые еще не завершили фазу наиболее масштабного инвестирования, себестоимость должна колоссально возрасти. Однако отсутствие публичных данных по таким проектам порождает определенные трудности при оценке реальной себестоимости, в связи с чем наши расчеты учитывают только чистые (денежные) операционные затраты на добычу нефти.

Для более показательного сравнения с другими странами мы приводим удельные затраты именно на экспорт, куда входят экспортно-таможенная пошлина и рентный налог.

Расчеты показывают, что самая дорогая (кроме Кашагана) добыча нефти - на Каражанбасе, где операционная себестоимость в 2016г. составляет \$31/bbl, а в 2014-2015гг. и вовсе достигала \$68 и \$48/bbl, соответственно.

Следующими дорогостоящими проектами мы отмечаем месторождения Узень и Эмба с затратами примерно в \$27/bbl в 2016г.

Относительно высокие затраты на вышеуказанных месторождениях мы связываем с истощенностью месторождений и трудноизвлекаемостью запасов.

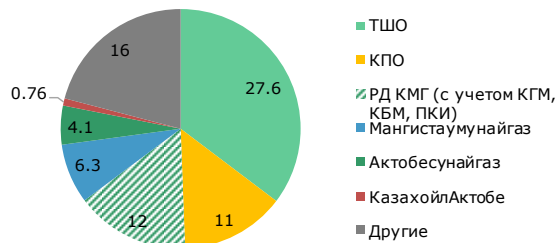
Самые низкие затраты на добычу наблюдаются на Карачаганаке, где операционная себестоимость ниже \$10/bbl.

Стоит отметить, что производительность труда (оцениваемая, как отношение объема добычи к численности работников) в крупнейшей нефтегазовой компании НК КМГ значительно ниже, чем в российских и зарубежных компаниях. Расчеты (по данным годовых отчетов компаний) показывают, что добыча нефти на 1 работника в НК КМГ (252 тонн на работника) в 3.5 раза меньше, чем у компании Лукойл (872 т/р, по данным годового отчета), а также в 6 раз меньше, чем у Шеврон (1540 т/р). Столь низкая производительность видимо связана со слабым развитием новых технологий и эффективностью компании, находящейся в государственной собственности.

Более подробное описание нефтегазовых проектов приведено в Приложении 1.

Приложение 1

Рисунок 1. Добыча нефти в 2016 году, млн тонн

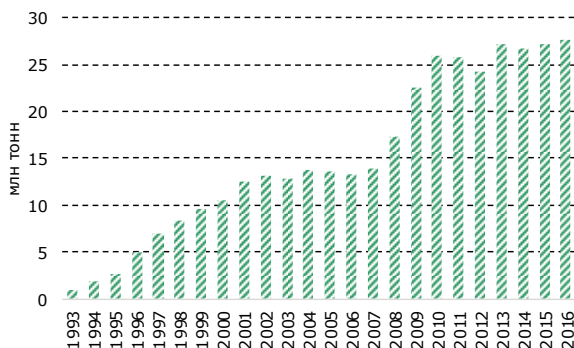


Источник: Данные компании

Таблица 1. Тенгизшевройл (месторождения Тенгиз, Королевское)

Доли участия	НК КМГ (20%), Шеврон (50%), ЭксонМобил (25%), ЛукАрко (5%)
Объем запасов	0.75-1.1 млрд тонн (6-9 млрд баррелей)
Ежегодный объем добычи	~27 млн тонн (220 млн баррелей) в год (600 тыс баррелей в сутки)

Рисунок 2. Добыча ТШО



Источник: Данные компании

Крупные нефтегазовые проекты

В данном приложении мы постарались осветить главные моменты, касающиеся основных нефтегазовых проектов. Исходя из имеющейся информации, мы попытались рассчитать среднюю операционную себестоимость добычи нефти на топ-10 месторождениях Казахстана. Основной информационной базой при расчетах послужили данные финансовой отчетности компаний-операторов месторождений. Важно отметить, что в расчетах ниже под операционной себестоимостью понимается удельный расход на добычу нефти, включающий лифтинг затраты, НДС, а также рентный налог и экспортно-таможенную пошлину. Не менее важно уточнить, что ввиду отсутствия публичных данных, расчет операционной себестоимости произведен без учета инвестированного капитала и дает общую картину затрат каждого месторождения относительно друг друга, но никак не является ориентиром для расчета окупаемости и рентабельности месторождений.

Тенгиз – один из крупнейших и глубинных месторождений нефти и газа.

Разработка месторождения началась в 1993г. совместно с компанией «Шеврон», в настоящее время партнёрами являются 4 компании: «Шеврон» (50%), «ЭксонМобил» (25%), «КазМунайГаз» (20%), «ЛукАрко» (5%). Общие разведанные запасы нефти составляют 3.3 млрд тонн (27.5 млрд баррелей), из них извлекаемые 0.75-1.1 млрд тонн (6-9 млрд баррелей).

С начала разработки консорциумом было добыто около 363 млн тонн нефти. Объем добытой сырой нефти на месторождении в среднем составляет треть от общего объема в стране, так в 2016г. добыча составила 27.56 млн тонн (220 млн баррелей, 35% от всего объема прошлого года). При текущих объемах добычи нефти на месторождении хватит на 40 лет.

Вся добываемая нефть на Тенгизе направляется на экспорт через трубопровод Тенгиз-Новороссийск (КТК). ТШО помимо нефти производит сухой газ, пропан, бутан и серу.

С 1993 года по 1-ый квартал 2017 года прямые финансовые выплаты ТШО стране составили \$119 млрд, включая заработную плату сотрудникам, закупки товаров и услуг отечественных производителей, платежи государственным предприятиям, выплаты дивидендов казахстанскому партнеру, а также в виде налогов и роялти, перечисляемых в бюджет.

Общие инвестиции в страну с 1993г. составили более \$20млрд. Из них \$7.2млрд было затрачено на реализацию проектов модернизации, благодаря которым суточная добыча нефти достигла 70 тыс тонн (600 тыс баррелей) и 22 млн куб м природного газа.

Дальнейшие перспективы развития Тенгиза предполагают поддержание производительности действующих мощностей и увеличение добычи. Консорциум в прошлом году объявил о решении направить с 2017г. \$37 млрд на новые проекты: проект будущего расширения (ПБР) и проект управления устьевым давлением (ПУУД). По масштабности инвестиций это второй инвестиционный проект с момента независимости после разработки Кашаганского проекта.

С запуском ПБР общий объем добычи нефти по плану возрастет на 12 млн тонн до 39 млн тонн в год (850 тыс баррелей в сутки).

Первоначально стоимость ПБР оценивалась не менее \$16-20 млрд, из них \$7-8 млрд предполагалось затратить на строительство завода по стабилизации нефти, и практически столько же на ПУУД. Осуществление проекта было запланировано на 2019г. Однако в 2016 году сроки отодвинулись до 2022 года, при этом стоимость проекта уже оценивается в \$37 млрд.

По заявлению министра энергетики, реализация проекта принесет \$120 млрд с 2022 по 2033 годы в виде налоговых поступлений.

Средние затраты на добычу нефти на Тенгизе с учетом базовых и дополнительных роялти, по нашим оценкам, составляют около \$16.65/bbl в 2015г. Чистая операционная себестоимость оказалась достаточно низкой - \$4,47/bbl.

По данным годовой отчетности компании Chevron, операционные затраты на производство одного барреля нефти на Тенгизе в 2015-2016г. составили \$4,32-\$3.67/bbl, соответственно.

Карачаганак – газоконденсатное месторождение на северо-западе Казахстана, открытое в 1979 году.

В советские годы добываемое сырье направлялось на Оренбургский газоперерабатывающий завод. Однако после получения независимости сотрудничество с Россией было прервано. Затем с завершением поиска иностранных инвесторов, в 1997 году на был организован международный консорциум, регулируемый Соглашением о разделе продукции, действующий до 2038 года.

В настоящее время оператором месторождения является Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. (КПО). Доля Казахстана в консорциуме составляет 10% через НК КМГ (Eni и Shell – 29.25%, Chevron – 18%, Lukoil – 13.5%).

Оцениваемые запасы месторождения составляют 9 млрд баррелей конденсата и нефти и 1.35 трлн куб.м газа.

Согласно НК КМГ, ежегодная добыча нефти составляет около 11 млн тонн (14% от всего объема в стране) и 18 млрд куб.м. газа (39% от общего объема).

План добычи в 2017 году, по сообщению министра энергетики, составляет 11.8 млн тонн нефти и 18 млрд куб.м. газа. В 2016 году объем добычи в КПО составил 139.7 млн бнэ (141.7 млн бнэ в 2015 году).

На месторождении отмечается самая низкая себестоимость добычи нефти среди крупных месторождений Казахстана, по нашей оценке, средние затраты не превышают \$7 за баррель.

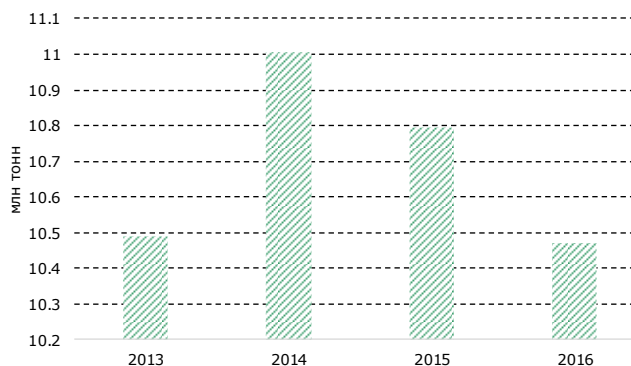
В освоение месторождения с момента подписания соглашения о разделе продукции было инвестировано \$20.6 млрд.

Перспективы развития месторождения предполагали начало проекта расширения и увеличения добычи жидких углеводородов до 15 млн тонн в год, газа – до 38 млрд куб. м. в год. Первый этап расширения предусматривает бурение новых и капитальный ремонт существующих скважин, строительство объектов по подготовке газа и для

Таблица 2. Карачаганак Петролеум Оперейтинг (КПО)

Доли участия	НК КМГ (10%), Eni и Shell (по 29.25%), Шеврон (18%), Лукойл (13.5%)
Объем запасов	9 млрд баррелей конденсата и 1.35 трлн куб м газа
Ежегодный объем добычи	~11 млн тонн в год (при среднем коэффициенте баррелизации 7.3: 220 тыс баррелей в сутки)

Рисунок 3. Динамика добычи на Карачаганак



Источник: Данные компании

увеличения обратной закачки газа. Вторая фаза расширения предусматривает инвестирование в размере \$12 млрд для строительства газоперерабатывающего завода.

Однако в связи с возникновением споров с Казахстаном, проект несколько раз откладывался. Теперь решение по расширению перенесено на 2017 год, ввод в эксплуатацию новых объектов и установок – на 2022 год.

В октябре прошлого года министр энергетики подчеркнул, что план по расширению Карачаганак находится на стадии согласования и оптимизации. Совместно с Shell министерство энергетики приступило к изучению перспектив развития нефтехимического и газоперерабатывающего комплексов на месторождении.

Однако параллельно Казахстан и КРО ведут переговоры по спору о разделе доходов от продажи нефти. Казахстанская сторона требует выплатить \$1.6 млрд из-за некорректного расчета доли по разделу продукции, для разрешения спора страна обратилась в арбитраж. Планируется, что в течение 9 месяцев 2017 года будет проходить процесс переговоров и акционеры КРО сформулируют свое конкретное предложение.

Таблица 3. North Caspian Operating Company (НКОК)

Доли участия	НК КМГ (16.88%), Eni, Shell, ExxonMobil, Total (по 16.81%), CNPC (8.33%), Inpex (7.56%)
Объем запасов	6 млрд тонн (38 млрд баррелей)
Ежегодный объем добычи	максимально до 13 млн тонн в год (370 тыс баррелей в сутки)

Кашаган – гигантское шельфовое нефтегазовое месторождение Казахстана, открытое в 2000г. Все морские сооружения, которые обеспечивают добычу нефти и газа, обратную закачку газа и бурение скважин, устанавливаются на искусственных островах.

Месторождение разрабатывается совместным консорциумом North Caspian Operating Company (НКОК) по соглашению о разделе продукции по Северному Каспию (СРП СК), подписанному в 1997г. до 2041г. Доли участия распределены между:

- НК КМГ (16.88%)
- Eni, ExxonMobil, Shell, Total (16.81%)
- CNPC (8.33%)
- INPEX (7.56%)

По оценкам геологов, запасы нефти составляют 4.5 млрд тонн нефти. По оценкам оператора, запасы оцениваются в 6 млрд тонн нефти (38 млрд баррелей), из них извлекаемые – около 1.6 млрд тонн (10 млрд баррелей). Запасы природного газа – более 1 трлн куб.м. При этом половина извлекаемого газа должна закачиваться обратно в пласт с целью поддержания давления.

Разработка Кашагана сопровождалась откладыванием сроков с 2005 на 2010, потом на 2013, в итоге добыча возобновилась лишь к концу 2016г. Проект консорциума предусматривает 3 фазы.

В настоящее время освоение месторождения находится в 1 фазе - этапе опытно-промышленной разработки (ОПР). На данном этапе планируется добывать нефть в объеме 370 тыс бнэс (13 млн тонн в год). Стоимость ОПР выросла с первоначальных \$10.3 млрд до \$50 млрд (из них до \$4 млрд - невосполнимые по СРП затраты для замены труб).

В текущем году на Кашагане планируется добыть порядка 5 млн тонн нефти и 3.1 млрд кубов газа. За 4 месяца текущего года на Кашагане уже добыто 2.2 млн тонн нефти.

По заявлению министра энергетики, 1 фаза разработки месторождения рассчитана на десятилетия, что дает

основания рассчитывать на возможное продлении СРП СК. 2 этап ОНР подразумевает строительство Центра компримирования (ЦК-01), предназначенного для закачки газа обратно в пласт. Согласно плану реализации проекта, необходимы инвестиции около \$5 млрд, при этом ввод в эксплуатацию осуществится в 2024г. Завершение 1 этапа ОНР позволит увеличить суточную добычу нефти до 450 тыс баррелей, т.е. 16 млн тонн нефти с 2025г. Отметим, что согласно прогнозу Министерства национальной экономики, добыча нефти достигнет 81 млн тонн в 2017г., из них от 5-8 млн тонн – нефть Кашагана.

Размеры затрат на добычу кашаганской нефти остаются неизвестными. Предположения об окупаемости проекта и в целом его значимости для экономики РК более подробно описаны в обзоре: [Экономика Кашагана](#).

Узень, Эмба

Узень – одно из крупнейших нефтегазовых месторождений, расположенное в Мангистауской области. Узень был открыт в 1961 году, а разработка началась в 1965 году. В Советское время на месторождении активно велась добыча нефти: в 70-х годах прошлого века Узень давал половину всей нефти, добываемой в республике.

В 1996 году, нефтепромысловое управление было преобразовано в ОАО «Озенмунайгаз», а в 2004 году в результате слияния с ОАО «Эмбаунайгаз» было образовано РД КМГ (дочерняя организация НК КМГ – 58%).

В 2005 году за 40 лет работы месторождения было добыто 300 млн тонн нефти.

Уровень добычи на месторождении с 2008 года заметно снижается, особенно уровень добываемого сырья упал в 2011 году и до текущего времени достигает 5.5 млн тонн (-17% по сравнению с уровнем в 2006-2008 годах).

Запасы Узеньских месторождений (разрабатываемых Озенмунайгаз) по категории доказанных и вероятных на конец 2016 года составляли 92 млн тонн (681 млн баррелей).

По различным оценкам, уровень выработанности месторождения составляет 70-75%, что свидетельствует о физическом истощении и необходимости проведения новых геологоразведочных работ.

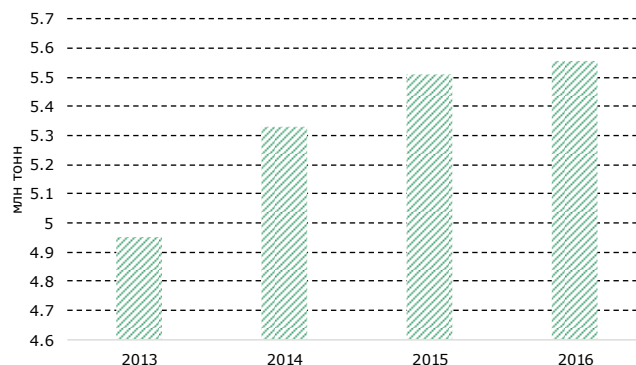
Истощенность месторождений сказывается и на затратах на добычу, которые, по нашим приблизительным расчетам, по дороговизне уступают только Каражанбасмунай. Операционная себестоимость в среднем составляет около \$27.35/bbl, наблюдается резкое сокращение по сравнению с 2015г., когда добыча нефти обходилась в \$40.45/bbl. На добычу нефти для внутреннего потребления затраты составили в среднем \$12.65/bbl.

Оператором Узень и Эмбы (РД КМГ) за год производится налоговые отчисления в размере более Т100 млрд (около 6% от всех отчислений компаний-плательщиков по нефтегазовому сектору).

Каламкас, Жетыбай

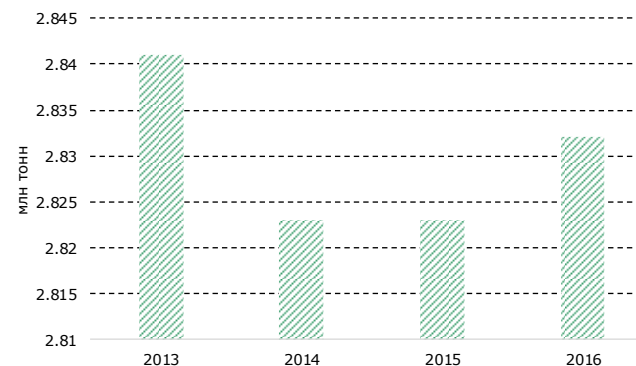
Каламкас – газонефтяное месторождение в Мангистауской области Казахстана, открытое в 1976г. Освоение месторождения началось в 1979г. Геологические запасы нефти составляют 500 млн тонн.

Рисунок 4. Динамика добычи Узень



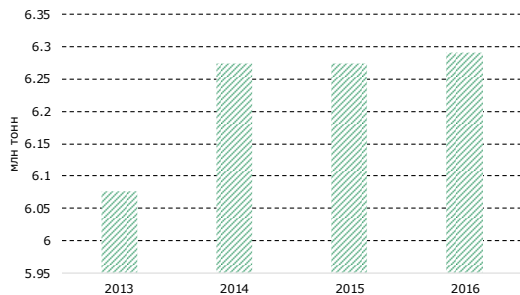
Источник: Данные компании

Рисунок 5. Динамика добычи Эмба



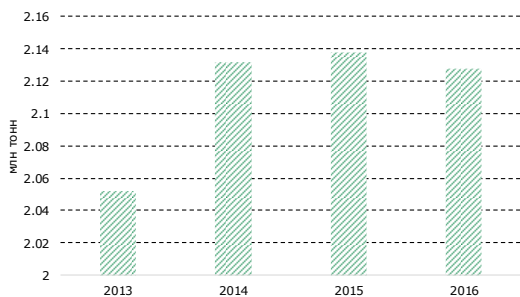
Источник: Данные компании

Рисунок 6. Динамика добычи Каламкас, Жетыбай



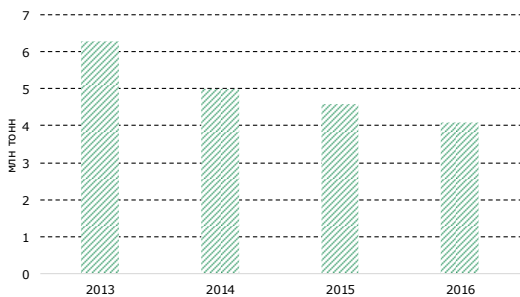
Источник: Данные компании

Рисунок 7. Динамика добычи Каражанбас



Источник: Данные компании

Рисунок 8. Динамика добычи Жанажол, Кенкияк



Источник: Данные компании

Жетыбай – нефтегазоконденсатное месторождение в Мангистауской области, открытое в 1961г., освоение началось через 8 лет. Геологические запасы составляют 330 млн тонн, остаточные 68 млн тонн. Месторождение находится в поздней стадии разработки.

Освоением и разработкой месторождений занимается АО «Мангистаумунайгаз» (50% - НК КМГ, 50% - CNPC). Добыча нефти на двух месторождениях ежегодно дает около 6 млн тонн нефти (7% от общего объема добычи в стране). Так, в 2016г. было добыто 2.2 млн тонн на месторождении Жетыбай, добыча нефти на Каламкасе составила 4.1 млн тонн.

Динамика добычи на двух месторождениях показывала рост с 2010 по 2013гг., однако в последние три года активный прирост прекратился и уровень добытой нефти незначительно превышает 6 млн тонн в год.

По нашим расчетам, добыча нефти на Каламкасе и Жетыбай обходится в среднем в \$12.26/bbl, что на \$4 ниже, чем в 2015г.

В 2016г. ММГ пополнило бюджет в виде налоговых отчислений в размере T122млрд (8% от всех отчислений нефтегазовых компаний).

Каражанбас – газонефтяное месторождение на полуострове Бузачи в Мангистауской области, приблизительно в 200 км севернее от г. Актау. Месторождение отличается тяжелой, высокосмолистой нефтью, с наличием ванадия и никеля.

Месторождение было открыто в 1974г., введено в эксплуатацию в 1980г.

В 1986г. с целью освоения месторождения Каражанбас было создано нефтегазодобывающее управление «Каражанбастермнефть», позднее реорганизованное в акционерное общество.

В 1997 г. независимая международная компания Nations Energy Company Ltd., зарегистрированная в городе Калгари (Канада), приобрела 94.6% акций АО «Каражанбасмунай».

В 2007г. Китайская государственная инвестиционная корпорация CITIC Group (China International Trust and Investment Corp) приобрела у Nations Energy Co Ltd нефтяные активы Каражанбасмунай за \$1.9 млрд.

На тот момент среднесуточная добыча на месторождении составляла 50тыс бнэс, а доказанные запасы углеводородов оценивались в более чем 340 млн. барр. На сегодняшний день доказанные запасы составляют 90млн тонн. За 35 лет освоения месторождения было добыто более 42 млн тонн нефти. В запасах недр остаются 46 млн тонн.

Стоит отметить, что сделка по приобретению китайской стороной велась полгода в связи с возникновением беспокойства казахской стороны растущим объемом инвестиций из Китая. В то время казахстанскую нефть уже всю экспортноировал другой китайский нефтяной игрок CNPC (China National Petroleum Corp), который уже год как приобрел PetroKazakhstan (далее ПКИ), - добывающую в Казахстане нефть компанию, за \$4.2 млрд.

Сейчас Каражанбас разрабатывается CCEL (CITIC Canada Energy Limited), равные доли владения в котором имеют РД КМГ и CITIC Group.

С 2014г. на Каражанбасмунай наблюдается стагнация нефтедобычи, уровень которой не превышает 2.2млн тонн в год.

Месторождение отличается относительно высокой себестоимостью в сравнении с другими (за исключением Кашагана). Затраты на нефтедобычу на Каражанбасе в 2016г. по нашим расчетам составили в среднем \$30.67/bbl.

Жанажол, Кенкияк

Жанажол – газоконденсатное месторождение в Актюбинской области, открытое в 1978г. Опытно-промышленная разработка была начата в 1983г. и с 1987г. находится в промышленной разработке.

Запасы природного газа составляют 133 млрд куб. м. Геологические запасы нефти оцениваются в 500 млн тонн нефти, из них извлекаемые – 100 млн тонн нефти.

Разработкой месторождений и добычей занимается «CNPC-Актобемунайгаз». В 1997г. китайская CNPC приобрела 66.7% акций предприятия у государства за \$325 млн и обязалась в течение 20 лет инвестировать в развитие предприятия \$4 млрд, в том числе \$585 млн в первые 5 лет после подписания соглашения. Фактическая сумма накопленных инвестиций за период 2002-2012 годы составила \$6.27 млрд. В 2003г. Правительство РК продало остальную часть своей доли участия (25.12%) компании CNPC.

Месторождение Жанажол является старым, разрабатываемым уже более 30 лет, что сказывается на снижении общего объема добычи на двух месторождениях в последние годы, уровень достигает 4 млн тонн в год (5% от общего объема в стране).

Расходы на добытый баррель нефти на Жанажол и Кенкияк, по нашей оценке, составляет около \$11.23/bbl.

Налоговые отчисления CNPC-Актобемунайгаз в 2016г. составили T55 млрд.

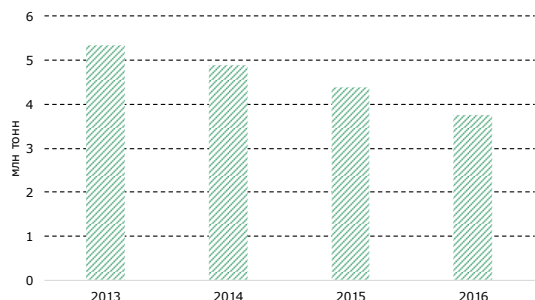
Кумколь – нефтегазовое месторождение, расположенное на территории Карагандинской области. Начальные запасы нефти – 280 млн тонн, извлекаемые – 89.4 млн тонн, газа – 4.5 млрд куб. м. В 1986 году была начата промышленная разработка месторождения, а в 1991 году был добыт первый миллион тонн нефти.

Месторождение разрабатывается компаниями «Тургай Петролеум» (СП «Лукойл» – 50% и «ПетроКазахстан» (ПКИ) – 50%) и «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (добывающее подразделение ПКИ: РД КМГ – 33% и CNPC – 66%).

Запасы по категории «доказанные и вероятные» на конец 2016г., по информации РД КМГ, в ПКИ составляют 18.2 млн тонн.

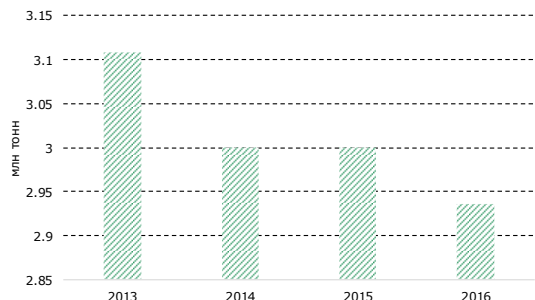
По сведениям ПКИ, в 2016г. компания добыла 2.25 млн тонн нефти (без учета 50% добычи в Казгермунай, 3% от общего объема добычи в стране (в том числе, 50% добычи ТургайПетролеум – 0.321 млн тонн).

Рисунок 9. Динамика добычи Кумколь



Источник: Данные компании

Рисунок 10. Динамика добычи Акшабулак, Нуралы



Источник: Данные компании

На месторождении происходит физическое снижение объема добычи сырья: с учетом текущих уровней добычи запасов может хватить на 9-10 лет.

По нашей оценке, средние затраты на добычу нефти здесь составляют около \$18.86/bbl, на внутренний рынок – больше \$5.46/bbl.

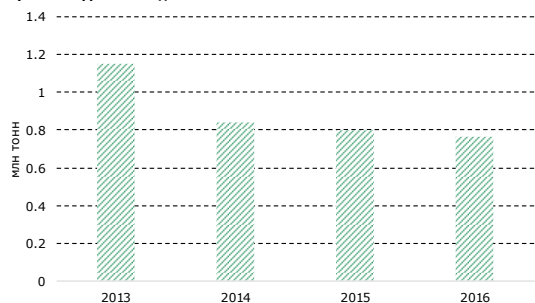
Акшабулак, Нуралы, Аксай – месторождения в Кызылординской области, к югу от месторождения Кумколь, были открыты в период с 1983-1989 годы. Освоение месторождений началось в 1996-1999 годы.

Разработкой месторождений занимается АО «Казгермунай» (КГМ: 50% - РД КМГ, 50% - ПКИ).

Выработанность извлекаемых запасов компании на текущий момент составляет 50%. Доказанные вероятные запасы месторождений снижаются с 2012г. и на конец 2016г. составляют 18 млн тонн.

КГМ на данных месторождениях ежегодно добывает до 3 млн тонн нефти (~4% от общего объема добычи в стране). Физическое снижение добычи на месторождениях продолжается с 2012г. С учетом запасов, нефти может хватить лишь на 6-7 лет. Затраты на добычу в южных регионах сравнительно ниже, чем на шельфе Каспия. По нашей оценке, расходы на добычу нефти на данных месторождениях составляют в среднем \$17.64/bbl.

Рисунок 11. Динамика добычи Алибекмола



Источник: Данные компании

Алибекмола, Кожасай

Алибекмола – месторождение, открытое в 1986г., расположено в Актюбинской области. Начальные запасы нефти составляли 30 млн тонн нефти.

Кожасай – нефтегазоконденсатное месторождение в Актюбинской области, открытое в 1983г.

Разработкой месторождений занимается «КазакОйл-Актобе» (50% - НК КМГ, 50% - китайская Sinopec) с 1999 года. С 2006 года на месторождениях было добыто 10.5 млн тонн нефти.

Ежегодно на месторождениях добывается до 0.8 млн тонн нефти. Здесь затраты на добычу барреля нефти составили приблизительно \$11.07/bbl.

Налоговые отчисления КазакОйлАктобе в 2016 году составили Т22 млрд.

Геологоразведка

НК КМГ ведет работу по разработке и поиску новых месторождений нефти и газа. Данным направлением деятельности компании в основном занимаются КазМунайТениз, КМГ-Устюрт, Н-Оперейтинг Компани, Сатпаев Оперейтинг, АтырауМунайГаз, Жамбыл Петролеум.

Совместно с иностранными компаниями КМГ проводит геологоразведочные и исследовательские работы в казахстанском секторе Каспийского моря: Жемчужина, Курмангазы, Жамбыл, Н, Сатпаев, Исатай, в российском секторе Каспия: Хвалынское, Центральное.

Таблица 4. Совместные геологоразведочные проекты с РФ

Проект	Участники проекта	Предполагаемые запасы, требуемые инвестиции	Статус работ
Курмангазы	КазмунайТениз (50%), РН-Эксплорейшн (50%)	Предполагаемые запасы - 980 млн тонн, требуемые инвестиции - \$23 млрд	В настоящее время завершены работы по строительству двух разведочных скважин, сейсморазведочных работ и исследований. Однако разведочные скважины не показали признаков нефти, несмотря на то, что предварительные прогнозы были многообещающими. В апреле 2017 года было подписано допсоглашение между РФ и Казахстаном об увеличении периода
Центральная	НК КМГ и ЦентрКаспнефтегаз	Запасы составляют 169.1 млн тонн условного топлива	Выдана лицензия на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на участке сроком на 27 лет (из них 7 лет - этап геологического изучения)
Хвалынское	НК КМГ и Лукойл		Находится на стадии подготовки проекта. Соглашения о разделе продукции, также прорабатывается вопрос предоставления возможности реализации добываемого газа с месторождения на экспорт.
Имашевское	НК КМГ и Лукойл		21 ноября 2016 года Единый проект на геологическое изучение и разведку Имашевского месторождения прошел государственную экологическую экспертизу в Комитете экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики РК.

1. Совместные проекты НК КМГ с Россией:

Проект Курмангазы: участники проекта ТОО МНК «КазМунайТениз» (50%), ООО «РН-Эксплорейшн» (50%). В настоящее время завершены работы по строительству двух разведочных скважин, сейсморазведочных работ и исследований. Однако разведочные скважины не показали признаков нефти, несмотря на то, что предварительные прогнозы были многообещающими: в отличие от Кашагана, месторождение Курмангазы надсолевое, что повышало инвестиционную привлекательность освоения месторождения. Извлекаемые запасы оценивались в 980 млн тонн. Предполагаемые инвестиции – \$23 млрд, при этом ожидаемая прибыль – \$50 млрд. Несмотря на неудачные результаты исследований, в 2014 году было принято решение возобновить разведочные работы, но в 2015 году производственных работ не производилось. В апреле 2017 года было подписано допсоглашение между РФ и Казахстаном об увеличении периода разведки на 6 лет.

Проект Центральная: в 2008 году на структуре было открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение с запасами в 169.1 млн тонн условного топлива. Уполномоченные организации по реализации проекта - НК КМГ и ЦентрКаспнефтегаз. 5 сентября 2016 года Федеральным агентством Российской Федерации выдана лицензия на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на участке недр, расположенном в акватории Каспийского моря, в пределах которого расположена структура «Центральная» сроком на 27 лет (из них 7 лет - этап геологического изучения). Стороны приступили к обеспечению выполнения комплекса работ по геологическому изучению участка недр.

Проект Хвалынское: разработчиками проекта являются НК КМГ и Лукойл. В 2011 году была создана Комиссия по разработке условий пользования недрами, при этом проект находится на стадии подготовки проекта Соглашения о разделе продукции, также прорабатывается вопрос предоставления возможности реализации добываемого газа с месторождения на экспорт для обеспечения экономической рентабельности разработки месторождения.

Проект Имашевское: также разрабатывается совместно с Лукойл, 21 ноября 2016 года Единый проект на геологическое изучение и разведку Имашевского месторождения прошел государственную экологическую экспертизу в Комитете экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики РК.

2. Действующие проекты НК КМГ на шельфе Каспия:

Проект Н: находится в южной части казахстанского сектора Каспия, расстояние от центра участка до берега составляет 75 км. Участок разрабатывался совместно с КМГ и Мубадала (24.5%), однако в конце 2015 года были подписаны соглашения о выходе Мубадала Петролеум из проекта и снятие обязательств по бурению третьей разведочной скважины. Период разведки также был продлен на 2 года, до конца 2017 года. Первоначальная оценка извлекаемых запасов проекта составляла 270 млн тонн. В 2016 году выполнена работа по переработке 2Д сейсмических материалов, анализу и обобщению материалов, полученных по итогам бурения скважины AR-1 на структуре «Ракушечное-море». На стадии завершения работы по интерпретации переработанных данных и уточнению перспективности блока. Результаты работ ожидаются во 2 квартале 2017 г.

Таблица 5. Действующие проекты НК КМГ на шельфе Каспия

Проект	Участники проекта	Предполагаемые запасы, требуемые инвестиции	Статус работ
Проект Н	НК КМГ	Предполагаемые запасы - 270 млн тонн	В 2016 году выполнена работа по переработке 2Д сейсмических материалов, анализу и обобщению материалов, полученных по итогам бурения скважины AR-1 на структуре «Гракшечное-море». На стадии завершения работы по интерпретации переработанных данных и уточнению перспективности блока. Результаты работ ожидаются во 2.
Сатпаев	НК КМГ (75%) и индийская ONGC Videsh Limited (25%)	Предполагаемые запасы - 250 млн тонн, планируемые капитальные затраты - \$9 млрд с учетом строительства скважин и инфраструктуры	В 2017 году планируется пробурить вторую разведочную скважину проектной глубиной 3500 метров.
Исатай	НК КМГ	Суммарные, перспективные геологические ресурсы нефти на участке оцениваются в 468 млн тонн	В 2016 году разработано Дополнение №1 к проекту поисковых работ на участке Исатай. Проводится работа по вхождению стратегического партнера – компании ENI – в проект.
Жамбыл	НК КМГ и корейская KNOC	По предварительным результатам геологоразведки извлекаемые запасы составляют более 120 млн тонн, обязательства по проекту оценивались в более, чем Т16 млрд, в том числе инвестиции – Т13.6 млрд	В 2016 году для уточнения границ геологических структур на участке «Жамбыл» проведены сейсморазведочные работы 3Д площадью 400 полнократных кв. км. Обработка и интерпретация материалов предусмотрены производственной программой 2017 г.
Устьюрт	НК КМГ	Прогнозные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 164 млн тонн.	Осуществляется процесс вхождения стратегического партнера в проект.
Абай	НК КМГ	Суммарные перспективные ресурсы каспийского морского участка Абай, по оценкам КМГ, составляют 760 млн тонн нефти (оценка, данная компанией «Гаффни Кляйн», более скромная – 387– 413 млн тонн).	В 2016 году КМГ продолжил работу по привлечению партнеров в проект. При этом МЭ РК продлил срок заключения контракта до конца 2017 года.

Проект Сатпаев: расположен в северной части казахстанского сектора в Каспии, в 90 км от берега. Оператором проекта является компания Сатпаев Оперейтинг, в лице НК КМГ (75%) и индийской ONGC Videsh Limited (25%). В сентябре 2015 года было завершено бурение разведочной скважины, по итогам которой были обнаружены признаки углеводородов. На данный момент проводится подготовка к разведочному бурению второй разведочной скважины, начало бурения запланировано на период с июня по ноябрь 2017 года. Первоначальные оценки предполагаемых запасов нефти составляли 250 млн тонн, при этом стоимость капитальных затрат составляла \$9 млрд с учетом строительства скважин и инфраструктуры, и этап разведки по соглашению полностью финансируется индийской стороной.

Проект Исатай: расположен в акватории Каспийского моря, в 45 км от побережья полуострова Бозаши. В середине 2015 года между КМГ и ENI было подписано соглашение об уступке 50% доли в проекте. Ожидается получение решения Правления ФНБ по созданию СП ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» в качестве операционной компании. Суммарные, перспективные геологические ресурсы нефти на участке оцениваются в 468 млн тонн. В 2016 году разработано Дополнение №1 к проекту поисковых работ на участке Исатай. Проводится работа по вхождению стратегического партнера – компании ENI – в проект.

Проект Жамбыл: по предварительным результатам геологоразведки извлекаемые запасы составляют более 120 млн тонн. Ожидаемая итоговая доходность проекта составляла примерно \$30-35 млрд. Разработкой месторождения занимался НК КМГ совместно с южнокорейской стороной во главе с KNOC (Корейская национальная нефтегазовая корпорация, доля Кореи в проекте составляла 27%). В 2014 году было подписано соглашение о продлении контракта на разведку до 2016 года. Согласно документу, обязательства по проекту оценивались в более, чем Т16 млрд, в том числе инвестиции – Т13.6 млрд, из которых на разведку направлено – Т13.4 млрд. Однако по причине неудовлетворительных результатов бурения (запасы нефти оказались меньше, чем прогнозировалось) KNOC в августе 2016 года инициировал переговоры по выходу из проекта. Доля KNOC в доле всего корейского консорциума составляла 9.45% (из 27%). В 2016 году для уточнения границ геологических структур на участке «Жамбыл» проведены сейсморазведочные работы 3Д площадью 400 полнократных кв. км. Обработка и интерпретация материалов предусмотрены производственной программой 2017 г.

Проект Устьюрт: месторождение находится в 300 км от города Актау. Выявлены три перспективные структуры – Сарытау, Салкын и Островная. Прогнозные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 164 млн тонн. В середине 2015 года был заключен контракт на совмещенную разведку и добычу УВС на участке. Обладателем прав недропользователя является КМГ-Устьюрт. На конец 2015 года осуществлялся процесс вхождения стратегического партнера в проект и согласование пакета документов в сделке.

Проект Абай: участок расположен в акватории казахстанского сектора Каспийского моря в 60-70 км от полуострова Бузачи. Суммарные перспективные ресурсы каспийского морского участка Абай, по оценкам КМГ, составляют 760 млн тонн нефти (оценка, данная компанией «Гаффни Кляйн», более скромная – 387– 413 млн тонн). Возможные объемы годовой добычи нефти на

месторождении «Абай» – 4 млн тонн нефти и 0.5 млрд кубометров газа. Индийским партнерам ONGV было предложено 25% доли в проекте, однако после изучения геологических запасов компания не находит свою долю участия достаточно привлекательной. В 2016 году КМГ продолжил работу по привлечению партнеров в проект. После привлечения стратегического партнера на проект, КМГ завершит получение права недропользования путем заключения с МЭ РК контракта на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья. При этом МЭ РК продлил срок заключения контракта до конца 2017 года.

Таблица 6. Действующие проекты НК КМГ на суше

Проект	Участники проекта	Предполагаемые запасы, требуемые инвестиции	Статус работ
Урихтау	НК КМГ		В 2015 году были проведены испытания скважин для осуществления подсчета запасов УВС на структурах Восточный и Южный Урихтау. Второй период
Кансу, Бектурлы Восточный, Саяттыр, Оркен	НК КМГ		По данным проектам осуществляется работа по разведке и оценке запасов

3. Действующие проекты НК КМГ на суше:

Проект Урихтау – нефтегазоконденсатное месторождение в Актыбинской области. Наращивание запасов НК КМГ связывает с ресурсным потенциалом данного проекта и является одним из приоритетных. Предполагается, что месторождение будет разрабатываться казахстанско-китайским (CNPC) совместным предприятием на паритетной основе. На данный момент Урихтау-Оперейтинг (100% дочернее предприятие КМГ) осуществляет операции по недропользованию. В 2015 году были проведены испытания скважин для осуществления подсчета запасов УВС на структурах Восточный и Южный Урихтау. Второй период разведки был продлен до декабря 2017 года.

Прибрежное, Кансу, Бектурлы Восточный – по данным проектам осуществляется работа по разведке.

Транспортировка нефти

Транспортировка нефти в Казахстане осуществляется 3 способами: трубопроводный, ж/д путями и морской транспорт. Основными действующими экспортными маршрутами углеводородного сырья в стране являются:

- КТК (Каспийский Трубопроводный Консорциум) (НК КМГ – 20.75%)
- Атырау-Самара (КТО)
- Атасу-Алашанькоу (КТО – 50%)
- Порт Актау

Транспортировка нефти принадлежит дочерней организацией НК КМГ, АО «КазТрансОйл» (протяженность нефтепроводов – 5.4 тыс км), также страна имеет долю в нефтепроводе КТК (20.75%).

1. КТК (Российское направление, мировые рынки)

Крупнейший международный нефтетранспортный проект с участием России, Казахстана и ведущих мировых добывающих компаний (31% - Россия, 20.75% - Казахстан, 15% - Шеврон Каспизн Пайплайн Консорциум Компани). Протяженность составляет более 1500 км. Нефть поступает с месторождений Казахстана на западе (в основном, Тенгиз, Карачаганак), а также российских производителей. Затем транспортируется по трубопроводу до черноморского г.Новороссийск, где на Морском терминале компании загружается для отправки на мировые рынки. Приоритетным правом на пользование пропускными способностями трубопровода имеют только акционеры, в частности, Тенгиз: Chevron, ExxonMobil, Лукойл; Карачаганак: Agip, BG, Chevron, Лукойл, КМГ; Кашаган: все участники проекта, кроме Inpex и Total, являются акционерами.

В 2016 году пропускная способность нефтепровода составила 44 млн тонн в год (исторически рекордный

уровень). В текущем году согласно принятым от грузоотправителей заявкам будет перекачено 65.7 млн тонн нефти, из них казахстанской – 54.7 млн, российской – 11 млн. С Кашагана в систему нефтепровода планируется закачать 10.4 млн тонн.

В 2017 году на КТК запланировано завершение Проекта расширения, на его реализацию в текущем году будет направлено \$150 млн. Первоначальная стоимость проекта составляла \$5.4 млрд, основными источниками финансирования согласно принятому бюджету составляли собственные средства КТК.

На сегодняшний день проводится работа по вводу в эксплуатацию новых НПС (нефтеперекачивающих станций): в мае были сданы 2 НПС в Астраханской области (позволят увеличить пропускную способность на 10 млн тонн), ожидается также сдача 4 НПС (1 – на территории Казахстана, 3 – в России). После ввода в действие всех объектов Проекта расширения мощность трубопровода достигнет по планам 67 млн тонн в год.

Если выручка КТК в 2016 году составила \$1.6 млрд (+7% г/г), то, предполагается, что по завершению Проекта расширения доходы вырастут до \$2.3 млрд (почти в полтора раза). При этом компания планирует потратить \$70 млн в качестве инвестиций по основной деятельности в 2017 году (модернизация и замена оборудования, противопожарная и антитеррористическая защита объектов).

2. Узень-Атырау-Самара (Российское направление, порты Черного и Балтийского моря)

Нефтепровод является одним из главных экспортных направлений транспортировки казахстанской нефти компании КазТрансОйл.

Нефтепровод Атырау-Самара предоставляет доступ на рынки по территории Российской Федерации через нефтепроводную систему ПАО «Транснефть» к портам Черного и Балтийского морей.

Протяженность составляет 1380 км, из них 1232 км проходит по территории Казахстана.

Трубопровод соединяет месторождение Узень и Атырауский НПЗ, дальше соединяясь с системой нефтепроводов Транснефти в направлении Самары к портам Черного и Балтийского морей и сухопутным границам Евразийского экономического союза.

По трубопроводу максимально может быть прокачано 30 млн тонн нефти, по итогам 2016 года объем транспортированной нефти составил 15 млн тонн (-4.5% г/г).

Начиная с января 2017 года, по нефтепроводу Атырау-Самара ведется транспортировка кашаганской нефти с сохранением ее качества, для дальнейшей транспортировки в порт Новороссийска и последующего экспорта. Отгрузка кашаганской нефти в порту Новороссийска будет производиться отдельными танкерными партиями, по 80 тысяч тонн. В будущем объемы таких поставок могут составить до 3 миллионов тонн в год.

Ранее нефть транспортировалась по участку нефтепровода Атырау-Самара в смеси с российской Urals и отгружалась через порт Усть-Луга (РФ). По состоянию на 16 февраля 2017 года прием кашаганской нефти в систему

магистральных нефтепроводов КазТрансОйл составил 219 тыс тонн.

При этом поставки в потоке малосернистой сибирской легкой нефти, в сравнении с Urals, выгоднее для отечественных компаний, планируется, что по данному маршруту будет транспортироваться легкая нефть других казахстанских месторождений.

3. ККТ и ТОН-2 (направление в Китай)

В целях диверсификации экспортных потоков и направления добытой нефти на восток страны был разработан проект по строительству нефтепровода Казахстан-Китай.

Разработкой и реализацией проекта занимается созданное на паритетной основе совместное казахстанско-китайское предприятие (КТО и CNODC – China National Oil and Gas Exploration). Транспортировка нефти осуществляется по магистральным трубопроводам Атасу – Алашанькоу (максимальная производительность – 20 млн тонн нефти в год) и Кенкияк – Кумколь (10 млн тонн в год).

В 2013 году между Россией и Казахстаном было подписано соглашение о сотрудничестве в области осуществления реэкспорта российской нефти в Китай по своповой схеме в объеме 7 млн тонн в год в течение 5 лет, начиная с 2017 года. Согласно схеме, КТО направляет нефть из России на НПЗ и замещает российскую нефть казахстанской для поставок в Китай, Роснефть, в свою очередь, оплачивает транзит нефти в направлении Атасу-Алашанькоу. Таким образом, данная система нефтепроводов позволяет соединить нефтяные месторождения с нефтеперерабатывающими заводами страны. По последним данным КТО, в 2016 году объем транспортировки нефти через ККТ снизился и составил 14 млн тонн (-11% г/г), что видимо связано с общим снижением добычи в стране.

К концу 2016 года был завершен капитальный ремонт нефтепровода Туймазы-Омск-Новосибирск (ТОН-2), по которому нефть поставляется в Китай. Проект был осуществлен с целью обеспечения транспортировки нефти по казахстанскому участку поставок отечественной нефти на Павлодарский нефтехимический завод и российской нефти в направлении КНР через территорию Казахстана по маршруту Омск-Прииртышск-Атасу-Алашанькоу. Пропускная мощность увеличилась с 7 до 10 млн тонн в год. Стоимость ремонтных работ на казахстанской части магистрали составила 12 млрд. Согласно КТО, по трубопроводу за прошедший год было перекачано 7 млн тонн нефти (+3% г/г).

В результате, в декабре прошлого года было также подписано дополнительное соглашение между Роснефтью и КТО, предусматривающее увеличение объема транзита нефти с 7 млн до 10 млн тонн в год, при этом также увеличена стоимость транспортировки на 16% (до \$11.36 за тонну).

4. Мунайтас (Атырау-Кенкияк)

Нефтепровод Атырау-Кенкияк, являясь частью направления Казахстан-Китай, управляется компанией Мунайтас (51% - КТО, 49% - Китай). В 2016 году по данному трубопроводу было перекачано 4 млн тонн нефти, пропускная мощность – до 6 млн тонн. Атырау-Кенкияк также соединяется с экспортными терминалами КТК и нефтепровода Атырау-Самара.

5. ККСТ (Каспийское направление через Азербайджан, Грузию и Турцию с выходом на Средиземное море)

Ввиду ожидаемого роста добычи нефти на месторождениях Тенгиз и Кашаган, возможности трубопроводов КТК, Атырау-Самара, ККТ будут недостаточны для обеспечения экспортного потенциала страны. С 2007 года казахстанская сторона и участники месторождения Тенгиз разработали план создания Казахстанско-Каспийской системы трубопроводов (ККСТ). Согласно плану, казахстанская нефть по морскому пути через порты Актау-Баку и трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан может достигнуть побережья Средиземного моря для последующего экспорта на зарубежные рынки. Реализация проекта предполагает строительство нового трубопровода Ескене-Курык (который соединит месторождения Тенгиз и Кашаган с морским портом Актау), расширение порта Актау, строительство нефтетерминалов на побережье Каспия. Стоимость проекта оценивалась в \$5 млрд, при этом 50% планировалось направить на строительство Ескене-Курык.

К концу прошлого года министр энергетики Азербайджана вновь заявил о совместных планах строительства магистрального трубопровода на территории Казахстана. Ожидается, что мощность трубопровода на начальном этапе составит до 25 млн тонн нефти в год, с возможностью расширения до 56 млн тонн.

Морская транспортировка нефти

Экспорт нефти по морскому пути в стране осуществляет Казмортрансфлот (дочерняя организация НК КМГ). В 2016 году объем транспортировки нефти компанией составил 7 млн тонн (+1% г/г). При этом основными направлениями являются Актау-Махачкала, маршруты к портам Черного и Средиземного морей. Ввиду экономической целесообразности основные пользователи направления через морской порт Актау: ТШО и Актотемунгаз, с 2015 года перенаправили нефть на другие маршруты. В связи с этим морской порт оказался в сложном положении.

В прошлом году стало известно о соглашении Казмортрансфлота с российской BWS для осуществления транспортировки модулей и конструкций для строительства ЗВР в рамках Проекта будущего расширения ТШО с порта Курык до нового порта в районе Прорва (Северная часть Казахстанского сектора Каспийского моря). Предполагаемая сумма контракта составляет \$130 млн. Для реализации проекта Казмортрансфлот осуществляет строительство трех судов в Румынии, предполагаемый срок сдачи судов – 3 квартал 2017г.-1 квартал 2018г.

Переработка нефти

Нефтеперерабатывающая отрасль страны остается неразвитой отраслью экономики. Ввиду того, что цены контролируются государством и существует значительная непрозрачность в секторе, планы по модернизации постоянно откладываются.

В связи с устаревшей инфраструктурой и растущим потреблением нефтепродуктов, дефицит компенсируется импортом из России (в среднем треть потребляемого бензина завозится из России) (рис.12).

Ожидается, что с завершением проводимых на трех НПЗ проектов модернизации, уровень переработки увеличится на 3 млн тонн в год, что позволит обеспечивать спрос рынка и стабилизировать цены на нефтепродукты и топливо.

Таблица 7. Переработка нефти

НПЗ	Доли участия	Мощность переработки	Планы по модернизации
АНПЗ	НК КМГ (99.53%)	4.9 млн тонн в год	Согласно проекту модернизации завода, после завершения и сдачи в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти мощность переработки увеличится до 5.5 млн тонн.
ПНХЗ	НК КМГ	5.1 млн тонн в год	План модернизации ПНХЗ предполагает строительство новых и реконструкцию существующих технологических установок. После завершения проекта завод будет способен переработать до 6.5 млн тонн в год, возобновится выпуск высококачественного авиационного топлива. После оптимизации затрат стоимость проекта снизилась до \$696 млн.
ШНПЗ	НК КМГ и CNPC	5.25 млн тонн в год	Стоимость проекта составляет \$2 млрд. В настоящее время на ШНПЗ ведутся работы в рамках второго этапа проекта модернизации, который направлен на увеличение мощности завода с 5.25 млн до 6 млн тонн нефти в год и глубины ее переработки. Ожидается, что модернизация завершится в 1 полугодии 2018 года.

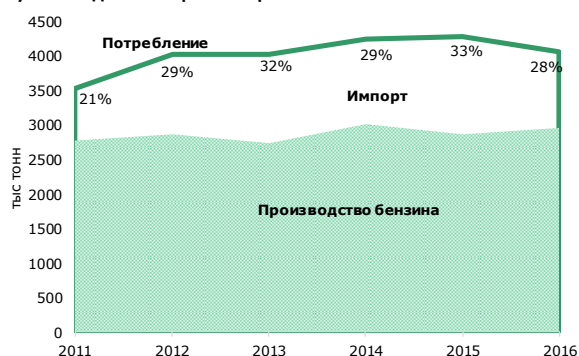
Перерабатывающая отрасль в стране представлена тремя нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) в Атырау, Павлодаре и Шымкенте.

АНПЗ был построен в годы ВОВ на базе оборудования, поставляемого из США и введен в эксплуатацию в 1945 году. Дочернему предприятию НК КМГ – КМГ-переработка и маркетинг принадлежит 99.53% доли участия в АНПЗ.

В прошлом году заводом было переработано 4.8 млн тонн (-2% г/г), при этом максимальная мощность переработки нефти составляет 4.9 млн тонн в год.

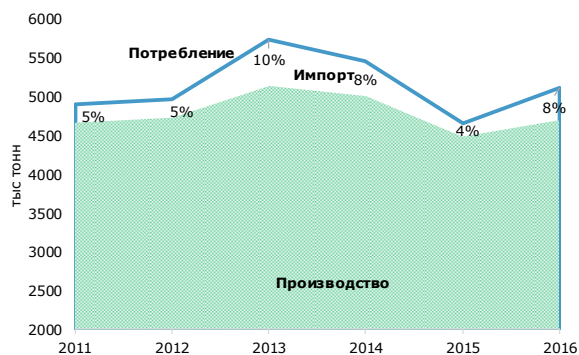
Согласно проекту модернизации завода, после завершения и сдачи в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти мощность переработки увеличится до 5.5 млн тонн. Производство бензина увеличится с 600 тысяч до 1.7 млн тонн, дизельного топлива с 1.3 млн тонн до 1.6 млн тонн, авиакеросина с 22 тысяч тонн до 244 тысяч тонн. Завершение проекта модернизации ожидается во второй половине текущего года. Стоимость проекта оценивалась на уровне \$2 млрд.

Рисунок 12. Доля импорта в потреблении бензина



Источник: КС МНЭ

Рисунок 14. Доля импорта в потреблении дизельного топлива



Источник: КС МНЭ

Павлодарский нефтехимический завод является одним из крупнейших и современных по технологии нефтеперерабатывающих предприятий Казахстана, построенный в 1978 году. Владелец компании также является КМГ-переработка и маркетинг.

В 2016 году ПНХЗ переработал 4.5 млн тонн нефти, максимальная производственная мощность при этом составляет 5.1 млн тонн в год. На Павлодарский НПЗ нефть преимущественно приходит из Сибири. План модернизации ПНХЗ предполагает строительство новых и реконструкцию существующих технологических установок. После завершения проекта завод будет способен переработать до 6.5 млн тонн в год, возобновится выпуск высококачественного авиационного топлива. После оптимизации затрат стоимость проекта снизилась до \$696 млн. Срок реализации проекта отложен на ноябрь 2017 года.

Деятельность Шымкентского нефтеперерабатывающего завода, построенного в 1985 году, контролируется на паритетной основе НК КМГ и Китайской CNPC. Перерабатываемое сырье – в основном, с месторождения Кумколь. Завод вырабатывает 30% общего текущего объема нефтепродуктов, производимых тремя НПЗ Казахстана. Проектная мощность Шымкентского НПЗ составляет 5.25 млн тонн нефти в год. В прошлом году на заводе было переработано 4.5 млн тонн сырья.

Модернизацию и реконструкцию Шымкентского НПЗ также планируется завершить в 2017 году. Стоимость проекта составляет \$2 млрд. В настоящее время на ШНПЗ ведутся работы в рамках второго этапа проекта модернизации, который направлен на увеличение мощности завода с 5.25 млн до 6 млн тонн нефти в год и глубины ее переработки. Ожидается, что модернизация завершится в 1 полугодии 2018 года.

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».

© 2017, все права защищены.

Департамент исследований	Управление
Мурат Темирханов	Директор
Асан Курманбеков	Макроэкономика
Эльмира Арнабекова	Макроэкономика
Станислав Чуев	Долговые инструменты
Азамат Талгатбеков	Долговые инструменты
Алтынай Ибраимова	Долевые инструменты
Андрей Кожокару	Долевые инструменты

Департамент продаж	Инвесторы
Мария Пан	Директор
Динара Асамбаева	Институциональные
Айжана Туралиева	Институциональные
Шынар Жаканова	Розничные
Сабина Муканова	Розничные

E-mail
m.temirkhanov@halykfinance.kz
a.kurmanbekov@halykfinance.kz
e.arnabekova@halykfinance.kz
s.chuyev@halykfinance.kz
a.talqatbekov@halykfinance.kz
a.ibraimova@halykfinance.kz
a.kozhokaru@halykfinance.kz

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
A05A1B4, 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