

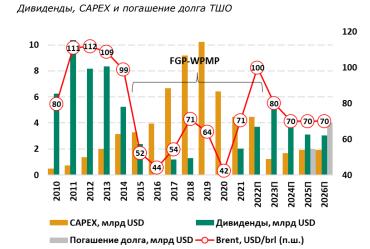
НК КазМунайГаз

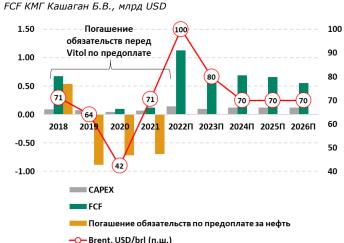
Рекомендация: Покупать

По нашей оценке, справедливая стоимость НК КМГ составляет \$14.5 млрд или 6.7 трлн тенге, что соответствует \$23.75 или 11 058 тенге за одну акцию. Потенциал роста от цены размещения акций в рамках IPO на уровне 8 406 тенге (стоимость компании \$11 млрд) составляет 32%. Мы рекомендуем Покупать акции НК КМГ.

НК КМГ является одной из самых прибыльных компаний Казахстана. По итогам 2021 г. чистая прибыль от продолжающейся деятельности составила 844.9 млрд тенге (\$2 млрд по среднему курсу за 2021 г.), за 1П2022 г. чистая прибыль достигла 677 млрд тенге (\$1.5 млрд). Принимая во внимание ожидаемый рост добычи на Тенгизе в результате завершения крупного инвестиционного проекта и рост дивидендных доходов НК КМГ от Кашагана, мы прогнозируем значительное увеличение доходов и чистой прибыли НК КМГ в ближайшие годы – чистая прибыль будет составлять порядка \$3 млрд ежегодно.

НК КМГ владеет 20% долей в ТОО «Тенгизшевройл» (далее – ТШО), которое в свою очередь обладает правами на добычу углеводородов на месторождениях Тенгиз и Королевское. В 2023 г. планируется завершение крупного инвестиционного проекта FGP-WPMP (по состоянию на 1 июля 2022 г. проект завершен на 93%). Это позволит увеличить добычу нефти ТШО с текущих 26-28 до 38-40 млн тонн в год. По нашим оценкам, после завершения инвестиционного проекта и увеличения добычи нефти, дивиденды в пользу НК КМГ от ТШО вырастут с \$400 млн до \$800 – \$1 000 млн в год.





Источник: данные компании

Источник: данные компании

НК КМГ принадлежит 100% КМГ Кашаган Б.В., которое владеет 16.88% в проекте Кашаган. Запасы месторождения Кашаган составляют 16.1 млрд баррелей при добыче 0.3 млн баррелей в сутки (около 16 млн тонн в год). В 2022 г. НК КМГ получила первые дивиденды от КМГ Кашаган Б.В. в размере \$567 млн. Учитывая полное погашение КМГ Кашаган Б.В. своих обязательств перед компанией Vitol по предоплате за нефть (за последние 3 года выплачено \$2.3 млрд) и увеличение доли НК КМГ в этом проекте за счет приобретения 50% доли в КМГ Кашаган Б.В., отсутствие долгов у КМГ Кашаган Б.В. и необходимости в крупных капитальных затратах для поддержания добычи, мы ожидаем, что КМГ Кашаган Б.В. в ближайшие годы будет увеличивать дивидендные выплаты (в USD) в пользу НК КМГ.

Мы ожидаем, что цены на нефть и нефтепродукты в ближайшей перспективе сохранятся на высоком уровне, что будет поддерживать доходы НК КМГ на высоком уровне. Высокие темпы инфляции, контроль объемов предложения нефти на глобальном рынке со стороны ОПЕК и стран участниц соглашения ОПЕК+, а также рост геополитической напряженности в мире будут способствовать сохранению цен на нефть на высоком уровне. Тем не менее, отражая высокую волатильность цен на нефть, при оценке справедливой стоимости мы использовали долгосрочные цены на нефть на уровне \$70 за баррель.

Учитывая риски возможных остановок в работе КТК, мы заложили прогнозы добычи нефти по ТШО, КМГ Кашаган Б.В. и Карачаганак ниже, чем фактические объемы добычи (Кашаган и Карачаганак) и прогнозные объемы добычи (ТШО). Мы ожидаем, что основной маршрут транспортировки нефти через КТК сохранится. Долгосрочная остановка КТК нам кажется маловероятной, поскольку не является экономически выгодной и геополитически целесообразной ни для одной из сторон.





Тикер KASE Тикер AIX			KMGZ KMG
Рекомендация Цена размещения, КZT Целевая цена 12M, KZT		•	Покупать 8 406 11 058
Ожидаемый потенциал роста			32%
Кол-во простых акций, млн Стоимость компании по цене разме	щения, млр	од KZT	610 5 128
Основные акционеры			
Самрук-Казына			90.42%
НБРК			9.58%
КазМунайГаз, т млрд	2021	2022П	2023П
Выручка и прочие доходы	6 743	10 546	9 888
Расходы	-5 676	-8 300	-8 113
EBITDA*	1 609	2 832	2 415
EBITDA скорр.**	1 256	2 422	2 294
Чистая прибыль	1 197	2 056	1 618
В т.ч. от прекращенной деят-сти	352	0	0
Capex	-410	-744	-716
Ден. средства и эквиваленты	1 542	1 408	1 213
Собственный капитал	8 159	10 015	10 604
Чистый долг	2 204	2 265	2 353

*- EBITDA = выручка + доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний - себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и пр. - производственные расходы - ОАР расходы по транспортировке и реализации - налоги, кроме КПН **- вместо доли в доходах СП и ассоцииорованных компаний

учтены полученные дивиденды от СП и ассоциированных

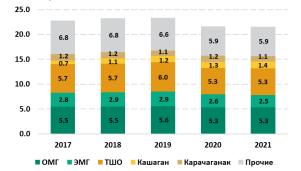
Долговая нагрузка	2021	2022П	2023П
Чистый долг/EBITDA	1.4	0.8	1.0
Чистый долг/EBITDA скорр.	1.8	0.9	1.0
Чистый долг/(EBITDA-Capex- КПН)	2.3	1.2	1.5
Чистый долг/(EBITDA скорр Capex-КПН)	3.5	1.5	1.7
<u>Д</u> олг/Капитал	0.5	0.4	0.3

Рейтині	Рейтинг Прогноз				
BB+	негатив.	28.сен.22			
Baa2	стабиль.	23.дек.21			
BBB-	стабиль.	20.сен.21			
	BB+ Baa2	BB+ негатив. Ваа2 стабиль.			

Рентабельность	2021	2022П	2023П
Рентабельность EBITDA скорр.	19%	23%	23%
Рентабельность чистой прибыли	18%	19%	16%
ROA	6%	14%	10%
ROE	10%	23%	16%



Рис 2. Добыча нефти и конденсата на долю НК КМГ в разрезе компаний, млн тонн



Источник: данные компании

Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее - НК КМГ, компания или Группа) является лидирующей вертикально интегрированной нефтяной компанией Казахстана, обладающей качественными активами на каждом этапе создания добавленной стоимости: разведка и добыча, транспортировка, переработка и маркетинг. Компания обеспечивает 25% добычи нефти и конденсата в Казахстане, 15% добычи природного газа, 82% переработки нефти в Казахстане и 52% транспортировки нефти по магистральным трубопроводам. Национальная компания «КазМунайГаз» НК КМГ была создана в 2002 г. путем консолидации нефтегазовых активов, принадлежащих Республике Казахстан. Ha текущий момент 90,42% компании принадлежит Правительству Республики Казахстан через ФНБ Самрук-Казына и 9.58% принадлежит Национальному Банку Республики Казахстан.

Добывающими компаниями, находящимися под 100% контролем нк кмг, являются Озенмунайгаз Эмбамунайгаз (ЭMΓ), Казахтуркмунай (КТМ), Оперейтинг (УО). НК КМГ также владеет долями в Тенгизшевройл (20%), North Caspian Operating Company (16.88% через КМГ Кашаган Б.В.), Karachaganak Petroleum (10% Karachaganak), Operating через **KMG** Мангистаумунайгаз (50% через Mangistau Investment B.V.) и в прочих добывающих компаниях. Необходимо отметить, что по мировым стандартам ТШО, NCOC и KPO являются первоклассными активами.

В сегменте транспортировки НК КМГ принадлежит 90% АО «КазТрансОйл», которое владеет 100% Батумского нефтяного терминала в Грузии. Также НК КМГ принадлежит 100% Казмортрансфлот, 50% в Казахстанско-Китайском трубопроводе, 51% в трубопроводе МунайТас и 20.75% в Каспийском трубопроводном консорциуме.

В сегменте переработки нефти НК КМГ владеет 100% нефтехимического Павлодарского завода, Атырауского нефтеперерабатывающего завода, 50% завода Caspi Bitum, 49.72% Шымкентского НПЗ, а также 100% КМG International, которое в свою очередь владеет 54.63% НПЗ Petromidia и Vega в Румынии.

Нефтесервисное, инфраструктурное прочие направления деятельности НК КМГ представлены долями в KMG Systems & Services (100%), Oil Services Company (100%), ТенизСервис (49%) и др.

Запасы и добыча

Общая добыча НК КМГ в 2021 году составила 21.64 млн тонн нефти и конденсата или 25% от общего объема добычи в Казахстане, при этом компаниями под 100% контролем НК было добыто 8.5 млн тонн. Нефть, добытая ассоциированными компаниями и СП (13.1 млн тонн в 2021 г.), в основном выкупается KMG International по ценам, близким к мировым, и перепродается с небольшой надбавкой (трейдинг). Основные экономические выгоды ассоциированных компаний и СП НК КМГ получает в виде дивидендов от них.

Общие запасы нефти НК КМГ категории 2Р (доказанные и вероятные) составляют 645 млн тонн, из которых 61% приходится на три мегапроекта, 14% на ОМГ и 6% на ЭМГ.

Добыча газа НК КМГ составляет 8.1 млрд куб. м. Основной объем добываемого газа приходится на три мегапроекта Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.





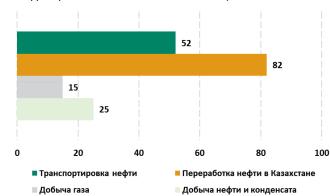
В целом по НК КМГ обеспеченность углеводородами составляет 24 года по 2Р, а кратность запасов по 1Р (доказанные) к добыче составляет 16.5 лет, что существенно превышает аналогичный показатель мировых лидеров нефтяной отрасли. С учетом этих запасов компания поставила перед собой план добыть 240 млн тонн нефти и нарастить запасы на 299 млн тонн нефти в течение ближайших 10 лет.

Рис 3. Добыча газа НК КМГ, млрд куб. м.



Источник: данные компании

Рис 5. Доля рынка КМГ по сегментам в 2021 г., %



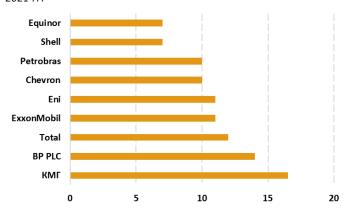
Источник: данные компании

Рис 4. Запасы углеводородов НК КМГ, млн тонн



За период 2017-2018 гг. указаны запасы категории ABC1 (нефть), за период 2019-2021 гг. указаны запасы категории 2P (углеводороды). Источник: данные компании

Рис 6. Кратность доказанных запасов (1P) нефти и конденсата в 2020-2021 гг.



Источник: данные компании





Таб. 1. Структура Группы КМГ

Основные дочерние и аффилированные компании и СП Периметр консолидации Добыча Транспортировка Переработка и маркетинг Нефтесервис и прочее ПНХЗ – 100% ОзенМунайГаз (ОМГ) – 100 КазТрансОйл (КТО) – 90% KMG Systems & Services 100% Батумский нефтяной терминал – 100% ЭмбаМунайГаз (ЭМГ) - 100% AHΠ3 - 99.53% КазахТуркмунай (КТМ) -100% Oil Services Company - 100% KMG International - 100% Казахстанско-Китайский трубопровод (ККТ) – 50% Oil Construction Company - 100% HΠ3 Petromidia – 54.63% КазМунайТениз (КМТ) – 100% НПЗ Vega - 54.63% Oil Transport Corporation – 100% МунайТас (МТ) - 51% Урихтау Оперейтинг (УО) 100% Шымкентский НПЗ - 49.72% Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) - 20.75%* ТенизСервис - 49% Мангистаумунайгаз (ММГ) – 50% Caspi Bitum - 50% KMG Nabors Drilling Company Казмортрансфлот (КМТФ) Казгермунай (КГМ) - 50% KMG Parker Drilling Company – 49% Петроказахстан Инк. (ПКИ) Каражанбасмунай (КБМ) – KMG Automation - 49% КазРосГаз (КРГ) -50% Казахойл Актобе (KOA) – 50% Мегапроекты: Тенгизшевройл (ТШО) -Карачаганак (КПО) – 10%

Источник: данные компании

Кашаган (НКОК) - 16.88%

Рис 7. Карта активов НК КМГ

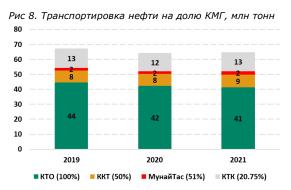


Источник: данные компании



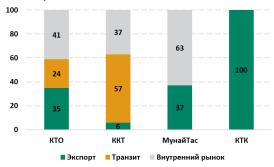
^{* 19%} непосредственно у КМГ, 1.75% через Kazakhstan Pipeline Ventures





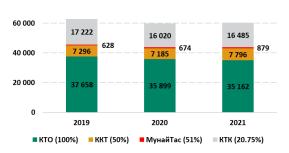
Источник: данные компании

Рис 9. Структура транспортировки нефти по направлениям за 2021 г., %



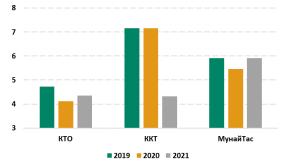
нефти Консолилированный объем транспортировки учитывает объем транспортировки каждой отдельной трубопроводной компании с учетом операционной доли КМГ (за исключением КТО). Часть объемов нефти может транспортироваться двумя или тремя трубопроводными компаниями, и, соответственно, эти объемы учитываются более одного раза в консолидированном объеме транспортировки нефти. Объем транспортировки КТО представлен полностью на 100%, так как КМГ контролирует операционную деятельность этого актива. Источник: данные компании

Рис 10. Грузооборот нефти на долю КМГ, млн тонн*км 80 000



Источник: данные компании

Рис 11. Тарифы на транспортировку нефти на внутренний рынок, тыс. тенге за тонну на 1 тыс. км



Источник: данные компании

Транспортировка нефти

Основным активом в сегменте транспортировки нефти является трубопроводная сеть КазТрансОйл (КТО), по которой осуществляется поставка нефти на казахстанские НПЗ, а также на экспорт в Европу и Китай. Общая протяженность трубопроводов составляет 5 372 км. Мощность нефтепровода Атырау-Самара составляет 17.5 млн тонн в год, мощность нефтеналивных терминалов порта Актау – 5.2 млн тонн в год.

Казахстанско-Китайский трубопровод (ККТ) состоит из двух участков: Кенкияк-Кумколь и Атасу-Алашанькоу. Мощность участка Кенкияк-Кумколь составляет 10 млн тонн в год, протяженность 794 км. Показатели участка Атасу-Алашанькоу 20 млн тонн в год и 965 км, соответственно. По данному трубопроводу поставки нефти осуществляются в Китай и на внутренний рынок, по нему также обеспечивается транзит нефти из РФ в Китай.

МунайТас владеет нефтепроводом Атырау-Кенкияк протяженностью 449 км и мощностью 6 млн тонн в год. В 2022 г. был завершен проект реверса, благодаря которому стала возможной прокачка нефти в направлении из Атырау в Кенкияк. До этого прокачка осуществлялась только из Кенкияка в Атырау. Данный проект повышает гибкость и адаптивность трубопроводной инфраструктуры РК к изменениям на внешнем и внутреннем рынках.

Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК) владеет нефтепроводом пропускной мощностью 67 млн тонн в год и протяженностью 1 510 км, из них 452 км приходится на казахстанский участок нефтепровода. Нефтепровод соединяет месторождения в Атырауской области РК с морским портом Новороссийска в РФ. Планируется увеличение пропускной способности КТК до 80 млн тонн в связи с планами по наращиванию объемов добычи на месторождениях Тенгиз и Кашаган.

Казмортрансфлот является национальным морским перевозчиком и владеет 5 нефтеналивными танкерами (3 по 12 тыс. тонн и 2 по 115 тыс. тонн), 8 баржами, 3 буксирами и 3 вспомогательными суднами. Транспортировка осуществляется в Средиземном, Черном и Каспийском морях. По Каспийскому морю транспортируется около 0.5-0.6 млн тонн нефти в год, по Черному и Средиземному морям порядка 9-10 млн тонн нефти в год.

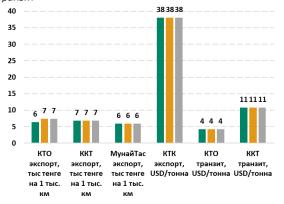
Альтернативные пути экспорта нефти. С началом военного конфликта между РФ и Украиной стали наблюдаться перебои в отгрузке нефти через КТК в порту Новороссийска. Напомним, что порядка 80% всего казахстанского экспорта нефти транспортируется именно по этому нефтепроводу. Среди официальных причин перебоев в транспортировке назывались погодные условия, неразорвавшиеся снаряды времен Второй мировой войны, а также нарушения экологического законодательства РФ. С одной стороны, расширение санкций в отношении РФ приводит к росту мировых цен на нефть (при этом РФ продает свою нефть с дисконтом), с другой стороны, перебои в работе КТК могут существенно повлиять на деятельность казахстанских нефтяных компаний. В связи со сложившейся ситуацией с КТК, Казахстан рассматривает возможности по диверсификации маршрутов экспорта нефти.

Существует несколько альтернативных КТК маршрутов экспорта нефти в обход территории РФ. Это Казахстанско-Китайский трубопровод (ККТ), трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), Казахстанская каспийская система





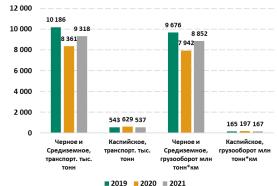
Рис 12. Тарифы на транспортировку нефти на экспорт и транзит



■ 2019 ■ 2020 ■ 2021

Источник: данные компании

Рис 13. Транспортировка и грузооборот КМТФ



Источник: данные компании

транспортировки (ККСТ) и перевозка ж/д цистернами в Узбекистан и Кыргызстан.

Глава Министерства энергетики РК считает, что для расширения мощности ККТ с целью перенаправления потоков КТК потребуется не менее 3 лет. Это подразумевает расширение действующих мощностей ККТ, которые составляют 20 млн тонн в год на отрезке Атасу-Алашанькоу и 10 млн тонн в год на отрезке Кенкияк-Кумколь, а также расширение нефтепровода Атырау-Кенкияк, мощность которого составляет всего 6 млн тонн в год. При этом нет понимания относительно того готов ли Китай покупать такие объемы нефти у Казахстана, т.к. крупные месторождения Китая расположены в приграничных с Казахстаном районах.

Нефтепровод БТД мощностью около 50 млн тонн в год заполнен всего лишь на 45-50%. Для развития данного направления необходимо инвестировать в нефтепроводы до Актау, модернизировать и расширить порт Актау (текущая мощность около 5 млн тонн в год) и инвестировать в строительство танкерного флота и инфраструктуру терминалов Баку. Для того, чтобы акционеры действующих нефтепроводов ККТ и БТД начали инвестировать в расширение мощностей, им необходимы гарантии по заполнению нефтепроводов и контракты формата «качай или плати».

Проект ККСТ рассматривался ранее Казахстаном в качестве одного из вариантов транспортировки нефти с месторождения Кашаган. В случае реализации данного проекта предполагается строительство нефтепроводов до порта Курык, расширение мощности порта Курык, увеличение танкерного флота на Каспии, расширение нефтяных терминалов в Баку.

Перевозка ж/д цистернами является самой дорогостоящей с точки зрения стоимости транспортировки 1 тонны нефти, к тому же это потребует закупа большого количества цистерн, окажет большую нагрузку на пропускную способность и инфраструктуру железнодорожной сети РК. Дополнительным недостатком является то, что Узбекистан и Кыргызстан скорее всего не будут покупать нефть по мировым ценам и потребуют существенных скидок. К тому же эти страны смогут закупать лишь небольшую часть нефти, экспортируемую сейчас через КТК.

Помимо того, что для реализации альтернативных КТК маршрутов транспортировки нефти в обход РФ необходимы существенные инвестиции, договоренности с партнерами и сроки реализации от 3 лет, все они менее выгодны в сравнении с КТК с точки зрения стоимости транспортировки.

Маркетинг нефти

Компании, находящиеся под 100% контролем НК КМГ, добывают в год порядка 8.5 млн тонн нефти, из которых около 4.5 млн тонн направляется на переработку внутри РК. Оставшиеся 4.0 млн тонн направляются на экспорт, в том числе на румынские НПЗ НК КМГ поступает порядка 2.4-2.6 млн тонн. Таким образом, румынские НПЗ закупают казахстанскую нефть в объеме 2.4-2.6 млн тонн и нефть с рынка порядка 2.5-2.7 млн тонн. При этом румынские НПЗ покупают нефть по мировым ценам (в том числе нефть, произведенную казахстанскими компаниями).

В дополнение к нефти, добытой компаниями под 100% контролем НК КМГ, Группа осуществляет трейдинговые операции в основном за счет нефти, выкупаемой у ассоциированных компаний и СП пропорционально своей доле

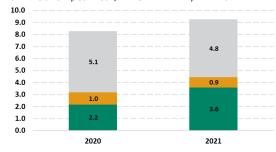




владения по ценам близким к мировым. Данная нефть далее перепродается с небольшой надбавкой на мировых рынках. Объем трейдинговых операций составляет 12-13 млн тонн нефти в год.

НК КМГ отправляет на казахстанские НПЗ около 4.5 млн тонн нефти, добытой компаниями под 100% контролем Группы. Выход ГСМ составляет также около 4.5 млн тонн, из которых на внутреннем рынке реализуется 3.6 млн тонн (авиакеросин, бензины, дизельное топливо) и 0.9 млн тонн экспортируется (в основном мазут, печное топливо и прочие темные нефтепродукты). Румынские НПЗ принимают на переработку 4.9-5.3 млн тонн нефти, выход ГСМ составляет 4.8-5.2 млн тонн ГСМ.

Рис 14. Объем реализации ГСМ НК КМГ, млн тонн



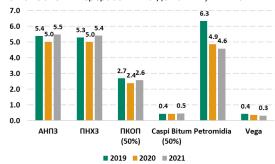
■ Внутри РК — С казахстанских НПЗ на экспорт — Румынские НПЗ

Источник: данные компании



Источник: данные компании

Рис 16. Объемы переработки на долю КМГ, млн тонн



Источник: данные компании

Индекс Нельсона может являться ориентиром сравнительного объема инвестиций и стоимости НПЗ, а также величины потенциально возможной добавленной стоимости продукции. Чем выше Индекс сложности Нельсона, тем дороже оценивается оборудование, и тем качественней и ценнее его продукция.

Переработка нефти

НК КМГ завершила модернизацию своих НПЗ в Казахстане и в Румынии. На данный момент компания сосредоточена на решении задач по цифровизации НПЗ и дальнейшему повышению эффективности путем минимизации потерь при переработке. Объем годовой переработки нефти, приходящийся на долю КМГ, составляет около 19 млн тонн.

Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) был построен в 1945 году. В 2018 г. произведена модернизация завода. Индекс Нельсона по нему составляет 14.0, что является наивысшим значением среди НПЗ Группы. Завод работает на нефти с месторождений Атырауской и Мангистауской областей РК. Выход светлых нефтепродуктов в 2021 г. составил 63%, мощность переработки НПЗ составляет 5.5 млн тонн нефти в год, загрузка мощностей в 2021 г. – 100%. НК КМГ владеет 99.53% завода.

Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ) был введен в эксплуатацию в 1978 г. В 2018 году завод был модернизирован, работает на нефти с месторождений Западной Сибири. Взамен нефти, поступающей из РФ на ПНХЗ, Казахстан осуществляет поставки своей нефти в Китай, оплату за которую получает РФ (в качестве компенсации нефти, поставленной на ПНХЗ, т.е. этот механизм похож на своп-операции). Мощность переработки завода составляет 6.0 млн тонн в год. В 2021 г. загрузка мощностей составила 90%. НК КМГ владеет 100% завода. Индекс Нельсона по заводу составляет 11.0, выход светлых нефтепродуктов 69%.

Шымкентский нефтеперерабатывающий завод (ПКОП) введен в эксплуатацию 1985 г. и прошел последнюю модернизацию в 2017-2018 гг. Мощность завода составляет 6.0 млн тонн в год, загрузка мощностей в 2021 г. составила 85%, выход светлых нефтепродуктов 80%, индекс Нельсона составляет 8.2. НК КМГ владеет 49.72% завода (СNPC принадлежит 49.72%). ПКОП работает на нефти Кумкольской и Тургайской групп месторождений.

Завод Caspi Bitum был построен совместно с CITIC в 2013 г. 50% завода принадлежит НК КМГ, 50% - CITIC. Мощность переработки 1 млн тонн нефти в год, загрузка мощностей в 2021 г. составила 92%. Завод получает нефть для переработки с месторождения Каражанбас. В результате переработки получается очищенная легкая нефть и битум. При этом битум отличается высоким качеством.

Завод Petromidia в Румынии принадлежит НК КМГ на 54.63%, оставшаяся часть принадлежит Правительству Румынии. Завод был построен в 1979 г. и прошел модернизацию в 2014 г. Мощность переработки составляет 6.0 млн тонн нефти в год, загрузка в 2021 г. составила 77%, индекс





Нельсона составляет 11.0, выход светлых нефтепродуктов в $2021~\mathrm{r.}$ около 80%.

Завод Vega в Румынии был построен в 1905 г., на текущий момент завод модернизирован. Мощность завода составляет 0.5 млн тонн нефти, загрузка в 2021 г. находилась на уровне 60%. Структура собственников завода Vega аналогичная структуре собственников завода Petromidia. Румынские заводы принадлежат КМG International. КМG International также принадлежат сети АЗС в Румынии (295 АЗС и 918 точек продаж), 60 АЗС в Болгарии, 121 АЗС в Грузии, 99 АЗС в Молдове.

Нефтесервис, нефтехимия и прочее

Нефтесервисные компании НК КМГ осуществляют комплекс услуг как для компаний, входящих в Группу НК КМГ, так и для сторонних заказчиков. Оказываемые услуги по нефтесервису – это бурение и освоение нефтяных и газовых скважин, подземный и капитальный ремонт скважин, транспортные услуги, ремонт и обеспечение деятельности технологических установок, услуги проектирования, эксплуатация буровых установок и прочее.

НК КМГ принадлежит 49.5% в TOO «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.». Данная компания планирует запустить в 2022 г. первый в Казахстане интегрированный газохимический комплекс по производству полипропилена. Комплекс строится за счет заемных средств Государственного Банка Развития КНР и собственных средств участников проекта в пропорции 79:21, общая сумма финансовой задолженности TOO «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» составляет около 756.6 млрд тенге по состоянию на 31.12.2021. Поставщиком основного сырья (пропана) в объеме 629 тыс. тонн в год выступит ТШО. Выход готовой продукции в виде полипропилена составит 500 тыс. тонн в год. В дальнейшем на базе данного предприятия будет развиваться нефтехимический кластер в Республике Казахстан.

Мегапроекты

Тенгиз

НК КМГ владеет 20% в ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО). Запасы ТШО составляют 5.3 млрд баррелей. Добыча находится на уровне 0.6 млн баррелей в сутки (26-27 млн тонн в год). В 2023 г. планируется завершить Проект Будущего Роста – Проект Управления Устьевым Давлением, что позволит увеличить добычу до 0.85 млн баррелей в сутки (38-40 млн тонн в год). По состоянию на 1 июля 2022 г. готовность данных инвестиционных проектов составляла 93%. На фоне относительно небольших долгов (9 млрд USD), завершения крупных инвестиционных проектов и роста добычи, ожидается увеличение свободного денежного потока и дивидендов. Сумма полученных НК КМГ дивидендов за период 2009-2021 гг. составляет 10.8 млрд USD.

Кашаган

НК КМГ владеет через КМГ Кашаган Б.В. 16.88% в North Caspian Operating Company, которая оперирует месторождением Кашаган. Добыча на данном месторождении составляет 0.3 млн баррелей в сутки (около 16 млн тонн в год). Запасы оцениваются в 16.1 млрд баррелей. В 2022-2023 гг. планируется завершить первую фазу увеличения мощности добычи до 0.45 млн баррелей в сутки. В 2021 г. КМГ Кашаган Б.В. погасила обязательства по предоплате нефти перед Vitol.





Учитывая отсутствие долгов, ожидается начало поступления дивидендных выплат в пользу НК КМГ со 2П2022 г. При этом существуют долгосрочные инвестиционные проекты, направленные на доведение добычи до 0.7 млн баррелей в сутки. Однако окончательное инвестиционное решение по этому вопросу еще не принято. В 2022 г. НК КМГ получены первые дивиденды от Кашагана в размере 0.57 млрд USD.

Карачаганак

НК КМГ владеет через ТОО «КМГ Карачаганак» 10% в Кагасhaganak Petroleum Operating. Запасы газоконденсатного месторождения Карачаганак составляют 4.3 млрд баррелей, добыча находится на уровне 0.2 млн баррелей в сутки (около 11 млн тонн в год). В настоящий момент реализуются проекты, направленные на поддержание добычи на текущем уровне. Всего за период 2012-2021 гг. НК КМГ от КМГ Карачаганак получила дивиденды на сумму 1.04 млрд USD.

Финансовые результаты

Доходы НК КМГ по итогам 2021 г. выросли на 68% г/г до 6.7 трлн тенге в основном за счет роста мировых цен на нефть. Размер доходов НК КМГ во многом зависит от уровня мировых цен на нефть. При этом рентабельность компании существенно зависит от объемов добычи нефти компаниями, находящимися под 100% контролем Группы, так как эти операции в структуре бизнеса НК КМГ наиболее прибыльные. Одновременно с этим, трейдинговые операции компании являются маржинальными и составляют порядка 13 млн тонн нефти в год. Доходы от транспортировки и переработки нефти занимают небольшую долю в структуре общих доходов компании, при этом отличаются стабильностью. В 1П2022 г. доходы выросли на 61% г/г до 4.2 трлн тенге.



Источник: данные компании

Рис 18. EBITDA по сегментам, трлн тенге

2.5 2.0 0.3 1.6 0.3 1.0 0.8 0.2 1.0 0.5 0.0 2019 2020 2021 Транспортировка ■ Переработка

Источник: данные компании

Таб 2. Финансовые показатели.

КазМунайГаз, 🕇 млрд	2019	2020	2021	1Π2021	1П2022
Выручка и прочие доходы	7 970	4 013	6 743	3 048	4 203
Расходы	-6 586	-4 017	-5 676	-2 552	-4 098
EBITDA*	1 963	810	1 609	750	1 119
EBITDA скорр.**	1 261	664	1 256	547	598
Чистая прибыль	1 158	172	1 197	644	677
В т.ч. От прекращенной деят-сти	0	261	352	255	0
Capex	-444	-396	-410	-153	-166
Ден. средства и экв.	1 476	1 485	1 542	1 753	1 643
Собственный капитал	8 197	8 637	8 159	9 300	8 926
Чистый долг	2 361	2 594	2 204	2 367	2 292
Чистый долг/EBITDA	1.2	3.2	1.4	2.2	1.2
Долг/Капитал	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4
Рентабельность	2019	2020	2021	1П2021	1П2022
Рентабельность EBITDA скорр.	16%	17%	19%	18%	14%
Рентабельность чистой прибыли	15%	4%	18%	21%	16%
ROA	8%	-1%	6%	9%	9%
ROE	15%	-1%	10%	14%	16%
*- EBITDA = выручка + доля в дох	олау совме	стных прел	ппиатий и	ассоцииров	SHIFT

*- EBITDA = выручка + доля в доходах совместных предприятии и ассоциированных компаний - себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и пр. - производственные расходы - ОАР - расходы по транспортировке и реализации - налоги, кроме КПН

Второй по величине статьей доходов НК КМГ является доля в прибыли ассоциированных компаний и СП. В 2021 г. эта статья дохода составила 768.7 млрд тенге (увеличение в 2.7 раза г/г), при этом НК КМГ получил дивиденды от ассоциированных компаний и СП на сумму 415.4 млрд тенге (увеличение в 3 раза г/г). В 1П2022 г. данная статья доходов удвоилась относительно 1П2021 г. Основную долю прибыли и дивидендов от ассоциированных компаний и СП формирует ТШО.

Наибольшую долю в структуре расходов занимает себестоимость покупной нефти, газа, ГСМ и прочего в связи с тем, что трейдинговые объемы нефти выкупаются по ценам,



^{**-} вместо доли в доходах СП и ассоцииорованных компаний учтены полученные дивиденды от СП и ассоциированных компаний



близким к мировым. В 2021 г. данный сегмент расходов вырос в 1.9 раза г/г до 3.6 трлн тенге (по итогам 1П2022 г. +74% до 2.8 трлн тенге). Себестоимость покупной нефти для продажи в 2021 г. увеличилась в 2 раза г/г до 2.6 трлн по причине роста цен на нефть. Стоимость нефти для переработки в 2021 г. составила 558.6 млрд тенге (+78% г/г). Данная статься расходов учитывает стоимость нефти, отправленной на переработку, в том числе нефти собственного производства (учтенной по производственной себестоимости) и нефти, купленной у прочих поставщиков (в основном по мировым ценам для румынских НПЗ).

Производственные расходы по итогам 2021 г. выросли на 6% г/г до 693 млрд тенге. Основными драйверами роста стали расходы по заработной плате (+5.5% г/г) и электроэнергии (+20% г/г). В 1П2022 г. производственные расходы выросли на 54% до 482 млрд тенге в основном из-за роста расходов по оплате труда.

Общие и административные расходы (ОАР) в 2021 г. выросли на 1% г/г до 148.5 млрд тенге. Основную долю в составе ОАР составляют расходы по заработной плате (43%), расходы по управлению (14%) и консультационные расходы (11%). Рост ОАР по итогам $1\Pi2022$ г. составил 17% г/г, ОАР выросли до 66.8 млрд тенге.

Расходы по транспортировке и реализации в 2021 г. снизились на 3.8% г/г до 131.9 млрд тенге, а по итогам $1\Pi2022$ г. выросли на 6% до 69.8 млрд тенге.

Расходы по налогам, кроме подоходного, представлены расходами по налогу на добычу полезных ископаемых, рентным налогом на экспорт, экспортной таможенной пошлиной, налогом на имущество и пр. В $2021~\rm f.$ данные расходы выросли на $68\%~\rm f/r$ до $428.6~\rm m, pd$ тенге (по итогам $1\Pi2022~\rm f. + 53\%~\rm f/r$ до $291.2~\rm m, pd$ тенге) в основном в связи ростом расходов по НДПИ, а также в связи с увеличением экспортной таможенной пошлины и рентного налога на экспорт, которые привязаны к мировой цене на нефть.

Показатель EBITDA вырос с 810 млрд тенге в 2020 г. до 1 609 млрд тенге в 2021 г. А показатель EBITDA с учетом полученных ассоциированных дивидендов ОТ компаний продемонстрировал почти двухкратный рост с 664 млрд тенге в 2020 г. до 1 256 млрд тенге в 2021 г. В итоге чистая прибыль НК КМГ по итогам 2021 г. составила 1.2 трлн тенге, увеличившись в 7 раз г/г. Напомним, что в 2021 г. из состава КМГ выбыл КазТрансГаз в связи с продажей. Соответственно, чистая прибыль по итогам 2021 г. от продолжающейся деятельности составила 845 млрд тенге при чистом убытке 89.4 млрд тенге в 2020 г. (влияние пандемии COVID-19). По итогам 1П2022 г. чистая прибыль от продолжающейся деятельности выросла на 74% до 677 млрд тенге.

Структура баланса НК КМГ относительно стабильна. Денежные средства и эквиваленты составляют порядка 1.5-1.6 трлн тенге, а чистый долг сохраняется на уровне 2.2-2.3 трлн тенге. В связи с ростом показателя EBITDA, коэффициент чистый долг/EBITDA в $1\Pi2022$ г. составил (x1.2).

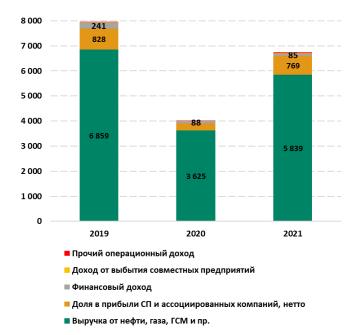
Рентабельность НК КМГ по EBITDA находится в пределах 16-19%, рентабельность чистой прибыли в пределах 15-18% (без учета влияния пандемии в 2020 г.). Долговая нагрузка находится на приемлемом уровне, коэффициент чистый долг/EBITDA с учетом дивидендов от ассоциированных компаний и СП составляет всего (х1.8) по состоянию на конец 2021 г. Компания соблюдает ковенанты, установленные по





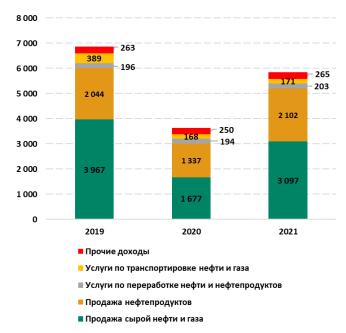
международным облигациям. Кредитные рейтинги от независимых международных агентств Moody's (Baa2) и Fitch (BBB-) подтверждают инвестицонный класс облигаций НК КМГ.

Рис 19. Структура доходов КМГ, млрд тенге



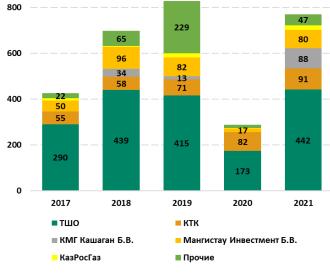
Источник: данные компании

Рис 20. Структура выручки КМГ, млрд тенге



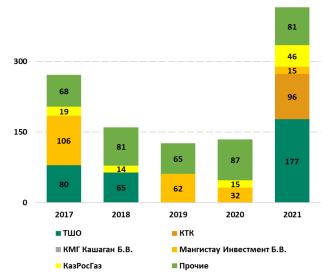
Источник: данные компании

Рис 21. Доля в прибыли ассоциированных компаний и СП, млрд тенге



Источник: данные компании

Рис 22. Дивиденды от ассоциированных компаний и СП, млрд тенге 450

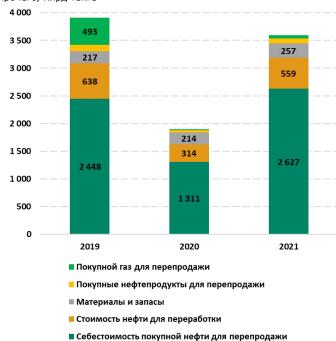


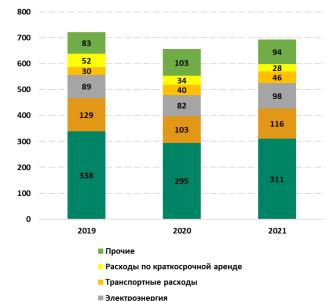
Источник: данные компании





Рис 23. Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и Рис 24. Производственные расходы, млрд тенге прочего, млрд тенге





Услуги по ремонту и обслуживанию

Расходы по заработной плате

Источник: данные компании

Источник: данные компании

Мировой спрос и предложение нефти

Согласно данным U.S. Energy Information Administration (US EIA), после профицита предложения на рынке в 2022 году (0.35 млн б/с), мировой рынок нефти в следующем году вновь столкнется с дефицитом, который составит 0.3 млн. б/с. Несмотря на замедление темпов роста второй экономики мира – Китая, основной рост потребления нефти придется именно на Поднебесную. Спрос на нефть (включая все жидкие фракции) в КНР в 2023 году составит 15.93 млн. б/с в сравнении с 15.23 млн. б/с годом ранее. Потребление нефти в США увеличится на 0.19 млн. б/с до 20.54 млн. б/с (см. Таб. 4).

В 1кв2023 г. мировой рынок нефти столкнется с дефицитом предложения, который составит 1.18 млн. б/с в сравнении с дефицитом в размере 0.03 млн. б/с кварталом ранее. Снижение предложения нефти в 1кв2023 г. будет отмечено в странах неОПЕК (-1.0 млн. б/с). Уровень добычи нефти ОПЕК в 1кв2023 г. составит 34.32 млн. б/с в сравнении с 34.08 млн. б/с кварталом ранее (см. Таб. 3).

Таб. 3. Динамика предложения нефти на рынке, млн. б/с (включая все жидкие фракции)

	2022				2023						
	1K	2K	3K	4K	1K	2K	3K	4K	2021	2022	2023
ОЭСР	31.66	31.87	32.54	33.19	33.63	33.67	33.6	34.09	31.13	32.32	33.75
США	19.44	20.12	20.36	20.72	20.93	21.01	21.03	21.37	18.98	20.16	21.09
Канада	5.66	5.53	5.72	5.85	5.92	5.88	5.90	5.92	5.54	5.69	5.91
Мексика	1.91	1.89	1.89	1.86	1.90	1.87	1.83	1.79	1.92	1.89	1.85
Прочие страны ОЭСР	4.65	4.34	4.56	4.75	4.87	4.91	4.83	5.01	4.68	4.58	4.91
ОПЕК	33.75	33.8	34.68	34.08	34.32	34.43	34.55	34.2	31.66	34.08	34.37
Евразия	14.39	13.33	13.7	13.67	12.42	12.25	12.27	12.28	13.75	13.77	12.31
Китай	5.18	5.16	5.14	5.18	5.22	5.25	5.24	5.28	4.99	5.16	5.25
Прочие страны не ОЭСР	13.9	14.49	15.12	14.74	14.51	15.23	15.5	14.98	14.18	14.57	15.06
не-ОПЕК	65.13	64.86	66.5	66.78	65.78	66.4	66.61	66.63	64.05	65.82	66.36
Глобальное предложение	98.87	98.65	101.18	100.86	100.09	100.83	101.16	100.83	95.71	99.9	100.73

Источник: EIA





Таб. 4. Динамика спроса нефти на рынке, млн. б/с (включая все жидкие фракции)

	2022			2023							
	1K	2K	3K	4K	1K	2K	3K	4K	2021	2022	2023
ОЭСР	45.85	45.42	45.69	46.86	46.24	45.27	45.91	46.31	44.89	45.96	45.93
США	20.22	20.27	20.15	20.76	20.22	20.52	20.61	20.81	19.89	20.35	20.54
Канада	2.26	2.19	2.36	2.37	2.3	2.25	2.34	2.32	2.28	2.3	2.3
Европа	13.15	13.42	13.77	13.8	13.57	13.19	13.59	13.35	13.12	13.54	13.42
Япония	3.7	3.03	3.16	3.49	3.72	3.06	3.09	3.39	3.41	3.34	3.31
Прочие страны ОЭСР	6.3	6.32	6.04	6.22	6.22	6.05	6.08	6.22	5.99	6.22	6.14
Страны не ОЭСР	53.13	53.37	53.85	54.03	55.04	55.47	55.12	54.76	52.54	53.6	55.1
Евразия	4.55	4.4	4.76	4.69	4.29	4.44	4.76	4.67	4.86	4.6	4.54
Европа	0.76	0.76	0.76	0.77	0.75	0.77	0.77	0.78	0.75	0.76	0.77
Китай	15.14	15.12	15.11	15.56	16.35	16.24	15.62	15.54	15.27	15.23	15.93
Прочие страны Азии	13.8	13.81	13.5	13.88	14.41	14.39	13.81	14.1	13.23	13.75	14.18
Другие страны не ОЭСР	18.89	19.27	19.72	19.13	19.24	19.63	20.17	19.67	18.44	19.25	19.68
Глобальный спрос	98.98	98.79	99.54	100.89	101.27	100.74	101.03	101.07	97.43	99.55	101.03
Профицит (дефицит)	-0.11	-0.14	1.64	-0.03	-1.18	0.09	0.13	-0.24	-1.72	0.35	-0.3

Источник: EIA

Таб. 5. Квартальные прогнозы цен на нефть в разбивке по инвестиционным домам, \$/баррель

Инвестиционный дом / банк	4K22	1K23	2K23	3K23	4K23
Emirates NBD PJSC	90	90	95	95	100
Intesa Sanpaolo SpA	98	96	94	92	90
Citigroup Inc	85	78	72	77	74
Westpac Banking Corp	92	89	89	91	92
Goldman Sachs Group Inc/The	125	130	125	125	120
Rabobank International	104	115	125	110	101
Landesbank Baden-Wuerttemberg	90	90	90	85	85
MPS Capital Services Banca per le Imprese SpA	88				
Natixis SA	105	90	95	110	105
Banco Santander SA	91.84	86	83	81	78
Commerzbank AG	95	95	90	90	90
Deutsche Bank AG	110	110	95	90	90

Источник: Bloomberg

Согласно данным Bloomberg, прогнозные цены на нефть марки Brent варьируются от 72 USD за баррель (Citigroup) до 130 USD за баррель (Goldman Sachs) (см Таб. 5).

Казахстанский рынок нефти

Несмотря на высокие цены на нефть ситуация в нефтяной отрасли Казахстана в 2022 г. находится в неустойчивом состоянии. Плановый ремонт на месторождении Кашаган в июне 2022 г., когда добыча нефти на нем была приостановлена, и неплановый в августе, когда произошла авария, которая предположительно была устранена только в сентябре, внесли коррективы в текущий объем добычи нефти в Казахстане. На месторождении Карачаганак произошла остановка производства нефти из-за капитального планового ремонта в сентябре-октябре текущего года. Расширение промышленной добычи нефти на месторождении Тенгиз в этом году будет сопровождаться частичной приостановкой Из-за сбоев производства. производства, перерывов транспортировки по КТК и плановых ремонтных работ на основных месторождениях профильное ведомство республики скорректировало апрельский прогноз производства в 85.7 млн. Так, согласно последним прогнозам Минэнерго РК, добыча нефти в 2022 г. может составить порядка 85.5 млн т. (85.9 млн т. в 2021 г.). По ожиданиям правительства добыча нефти в 2023 г. может увеличиться примерно на 8.3% до 92.6 млн т. Для





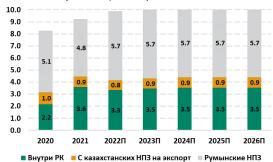
республики это будет исторически рекордный уровень добычи. Максимальный объем нефтедобычи в Казахстане составил 90.6 млн т. в 2019 г., при этом республика участвовала в соглашении об ограничении добычи нефти в рамках ОПЕК+. Несмотря на предполагаемый дефицит нефти на глобальном рынке в 2023 г., участие Казахстана в соглашении ОПЕК+может внести определенные коррективы и не исключается, что фактические объемы нефтедобычи в следующем году могут оказаться несколько ниже запланированных.

25.0 20.0 6.8 6.8 6.6 5.9 5.9 5.9 5.9 5.7 5.5 15.0 1.2 1.1 1.2 1.1 1.2 1.1 1.0 2.4 2.4 2.3 2.1 10.0 5.7 5.7 5.7 6.0 5.3 5.3 5.4 5.7 6.1 7.0 7.1 5.0 2.8 2.9 2.9 2.6 2.5 2.6 2.8 2.8 2.7 2.7 5.0 5.5 5.5 5.6 5.3 5.3 5.4 5.6 5.7 5.7 5.8 0.0 2017 2018 2019 2020 2021 2022П 2022П 2023П 2024П 2025П 2025П 2026П 2025П 2025П 2026П

Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance

■ ОМГ ■ ЭМГ ■ ТШО ■ Кашаган ■ Карачаганак ■ Прочие

Рис 26. Объем реализации ГСМ, млн тонн



Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance



Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance

DCF модель – описание основных допущений Компании под операционным контролем НК КМГ

Объемы добычи нефти и реализации ГСМ

Мы полагаем, что объемы добычи нефти операционными компаниями под 100% контролем НК КМГ продолжат сохраняться на уровне 8.5-9.0 млн тонн в год, в то время как объем трейдинговых операций увеличится с 12-13 млн тонн в год до 15 млн тонн в год благодаря росту добычи на ТШО и увеличению доли НК КМГ в проекте Кашаган с 8.44% до 16.88%.

Мы ожидаем, что НК КМГ сохранит исторические пропорции переработки нефти внутри РК и реализации нефти на экспорт, в том числе на свои НПЗ, расположенные в Румынии. Соответственно, НК КМГ сохранит объем производства и реализации ГСМ на среднем историческом уровне в 9-10 млн тонн ГСМ в год по АНПЗ, ПНХЗ, Petromidia и Vega (ПКОП учтен equity методом через долю в Valsera). Из Казахстана экспортируются в основном темные ГСМ (мазут).

Объемы добычи и реализации газа

Объемы добычи и реализации газа заложены в модель с учетом корреляции с объемами добычи нефти. Итого объем продаж газа прогнозируется на уровне 8-10 млрд куб. м. ежегодно по средним фактическим ценам с корректировкой на прогнозные темпы инфляции.

Цены реализации нефти, ГСМ и газа

Прогнозные цены на нефть учтены в размере 100 \$/баррель в среднем на 2022 г., 80 \$/баррель в среднем на 2023 г. и 70 \$/баррель с 2024 г. Цены реализации ГСМ внутри РК учтены на основании средних фактических данных с учетом темпов прогнозной инфляции. Цены реализации ГСМ за пределами РК учтены на основании средних фактических данных с учетом зависимости (корреляции) от мировых цен на нефть. Средние цены реализации ГСМ включают в себя все виды ГСМ, в том числе мазут, печное топливо и т.п. Доля газа в выручке НК КМГ является менее значительной по сравнению с нефтью и ГСМ, так как газ реализуется внутри РК по ценам существенно ниже экспортных в связи с социальной значимостью.

Доходы от услуг переработки на казахстанских НПЗ

Предполагается, что доходы от услуг переработки нефти АНПЗ и ПНХЗ будут расти пропорционально темпам роста инфляции за счет роста тарифа на переработку. Объемы переработки заложены в модель на средних исторических уровнях или итого порядка 11 млн тонн в год, внутригрупповые транзакции НК КМГ по услугам переработки элиминированы с учетом периметра консолидации финансовой отчетности НК КМГ. Необходимо отметить, что тарифы на переработку нефти регулируются КРЕМ МНЭ РК.







Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance

 PUC 29. Инфляция и курс тенге

 600
 20%

 500
 18.5%

 400
 43

 400
 462

 300
 383

 383
 383

 383
 383

 383
 383

 300
 779

 2017
 2018
 2019

 2020
 2021
 2022П 2022П 2022П 2024П 2025П 2026П

 5%
 5%

 Средний обменный курс в течение года, USD/КZТ

 — Инфляция РК, % (п.ш.)

Источник: КС МН РК, расчеты Halyk Finance

Доходы от услуг транспортировки нефти

Мы закладываем рост доходов от транспортировки нефти пропорционально темпам роста прогнозной инфляции. Объемы транспортировки учтены на средних исторических уровнях. Напомним, что тарифы на услуги транспортировки нефти регулируются КРЕМ МНЭ РК.

Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочего

Себестоимость покупной нефти для перепродажи учтена согласно прогнозу объемов трейдинга в размере 15 млн тонн в год по прогнозным ценам на нефть марки Brent с учетом динамики прогнозного курса USD/KZT.

Стоимость нефти, отправленной на переработку, учтена в модели на основе прогноза объемов переработки нефти и на основе средней фактической стоимости с учетом динамики изменения мировых цен на нефть и прогноза курса USD/KZT.

Стоимость прочих покупных материалов спрогнозирована на основе фактических данных с учетом прогноза темпов потребительской инфляции в РК.

Производственные расходы, ОАР, транспортные расходы и расходы по реализации спрогнозированы на основе фактических данных за 1П2022 г. с поправкой на прогноз по инфляции.

Расходы по финансированию рассчитаны исходя из действующих условий финансирования. Погашения основного долга по займам и облигациям учтены согласно действующим графикам погашений.

Капитальные расходы (САРЕХ) на 2022-2026 гг. учтены в размере 7-8% от выручки, что соответствует средним фактическим данным за 2017-2021 гг.

Учтен отток денежных средств и выпуск облигаций, привлеченных на выкуп 50% доли в КМГ Кашаган Б.В. у ФНБ Самрук-Казына. Сумма сделки составила 3 781 млн USD (1 796 млрд тенге). 751.6 млрд тенге было профинансировано за счет выпуска облигаций сроком на 13 лет и купонной ставкой 3%, 436.5 млрд тенге было оплачено взаимозачетом (ФНБ Самрук-Казына имел задолженность перед НК КМГ на данную сумму), 269 млрд тенге было оплачено денежными средствами, 351 млрд тенге будет оплачено в рассрочку до середины 2023 г. НК КМГ ожидает, что задолженность, возникшая в связи с данной сделкой, будет погашаться за счет дивидендов от 16.88% доли в проекте Кашаган. Таким образом, с сентября 2022 г. НК КМГ владеет 100% КМГ Кашаган Б.В. В свою очередь КМГ Кашаган 16.88% проекте Кашаган владеет В соответствующую долю в NCOC NV.

Таб. 7. Использование нефти, добытой операционными компаниями под 100% контролем НК КМГ, млн тонн

	2020	2021	2022П	2023П	2024П	2025Π	2026П
На переработку внутри РК	3.5	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.8
Экспорт	5.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.3	4.3
в т.ч. на переработку в Румынии*	2.6	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4
*учитывается как экспорт из РК							



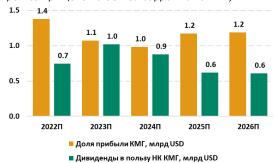


Рис 30. Дивиденды, CAPEX и погашение долга ТШО (прогноз при цене 70 USD за баррель с $2024~\mathrm{r.}$)



Источник: расчеты Halyk Finance

Рис 31. Чистая прибыль и дивиденды ТШО на долю КМГ (прогноз при цене 70 USD за баррель с 2024 г.)



Источник: расчеты Halyk Finance

Доля в прибыли совместных предприятий

В целях определения справедливой стоимости НК КМГ также были разработаны отдельные DCF модели по основным совместным и ассоциированным компаниям.

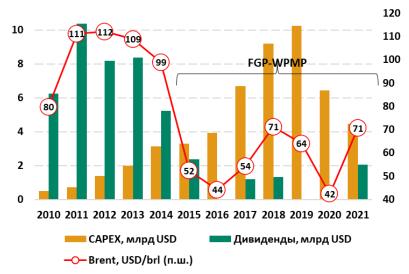
ТШО

Финансовые результаты ТШО учитываются в консолидированной отчетности НК КМГ equity методом, при этом НК КМГ выкупает у ТШО свою часть нефти (20% от добычи ТШО) по близким к мировым ценам и перепродает с небольшой надбавкой. Соответственно, эти операции учитываются НК КМГ в разделе трейдинг.

Прогнозируется, что начиная с 2024 г. уровень добычи ТШО увеличится до 35-37 млн тонн в год (при этом ТШО прогнозирует рост до 38-40 млн тонн), при средних ценах на нефть около 70 USD за баррель и средней исторической рентабельности EBITDA.

Учитывая завершение проектов FGP-WPMP в 2023 г., мы прогнозируем снижение размера САРЕХ до среднего исторического уровня в 10% от выручки и ожидаем рост размера дивидендов ТШО. Напомним, что ТШО исторически выплачивал очень высокие дивиденды. При высоких ценах на нефть и низких значениях САРЕХ в 2011-2013 гг., дивиденды составляли 8-10 млрд USD в год. Соответственно, мы ожидаем, что после завершения проекта FGP-WPMP, получаемые НК КМГ дивиденды от ТШО вырастут до 1.0 млрд USD в зависимости от цен на нефть.

Рис 32. Дивиденды и САРЕХ ТШО



Источник: данные компании, Bloomberg

Кашаган

Финансовые результаты Северо-Каспийского Проекта (СКП, Кашаган) отражаются в консолидированной финансовой отчетности НК КМГ equity методом. До сентября 2022 г. НК КМГ владела 50% в КМГ Кашаган Б.В. В сентябре 2022 г. НК КМГ выкупила 50% в КМГ Кашаган Б.В. у ФНБ Самрук-Казына. Мы ожидаем, что после консолидации 100% доли в КМГ Кашаган Б.В., НК КМГ начнет учитывать финансовые результаты КМГ Кашаган Б.В. в своей консолидированной отчетности методом business combination, что приведет к росту выручки, ЕВІТDA, чистой прибыли и прочих показателей.



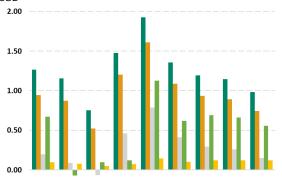
Казына.

1.50

100



Рис 33. Финансовые показатели КМГ Кашаган Б.В., млрд USD



-0.50 2018 2019 2020 2021 2022П 2023П 2024П 2025П 2026П ■ Выручка ■ EBITDA ■ Чистая прибыль ■ FCF ■ CAPEX

Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance

80 0.50 71 (71 70 0.00 64 2019 60 2018 2020 2021 2022П 2023П 2024П 2025П 2026П -0.50 50 -1.00 40 CAPEX



В нашей модели мы закладываем добычу нефти в 2022 г. на уровне 12.7 млн тонн в связи со снижением объема добычи ввиду ремонтных работ по устранению утечки газа на месторождении. В 2023-2025 гг. добыча планируется на уровне 12-14 млн тонн в год, а с 2026 г. ожидается поддержание добычи на уровне 11 млн тонн в год. Соответственно, доля КМГ

Средняя прогнозная цена заложена на уровне 70 USD за баррель с 2024 г. при сохранении средней исторической рентабельности EBITDA. НК КМГ получила первые дивиденды

от КМГ Кашаган Б.В. в размере 567 млн USD в 2022 г. Принимая во внимание отсутствие займов, исполнение обязательств по поставкам сырой нефти и отсутствие крупных САРЕХ затрат на поддержание деятельности, мы ожидаем существенный рост дивидендов от Кашагана. При этом мы прогнозируем, что

дивиденды в 2022-2023 гг. (в т.ч. за счет остатков денежных средств на счетах КМГ Кашаган Б.В.) будут направляться преимущественно на погашение задолженности, возникшей в связи с выкупом 50% доли в КМГ Кашаган Б.В. у ФНБ Самрук-

(100)

Рис 34. Свободный денежный поток (FCF) КМГ Кашаган Б.В., млрд USD

Погашение

Кашаган Б.В. в данной добыче составляет 16.88%.

Карачаганак

TOO «КМГ Финансовые результаты Карачаганак» консолидируются в отчетности НК КМГ методом business combination. TOO «КМГ Карачаганак» имеет неделимое долевое участие в размере 10% в проекте Карачаганак.

Мы прогнозируем объем добычи, приходящийся на долю КМГ, на уровне 1 млн тонн в год, что соответствует средним фактическим объемам добычи. Прогнозные цены на нефть учтены в размере 100 USD за баррель в среднем за 2022 г., 80 USD за баррель в среднем за 2023 г. и 70 USD за баррель с 2024 г. Рентабельность EBITDA заложена среднем историческом уровне. Прогнозная величина по CAPEX рассчитана как среднее историческое значение доли от выручки.

Прочие ассоциированные компании и СП

Доля в прибыли и дивиденды от прочих ассоциированных и совместных предприятий учтены в основном пропорционально прогнозам добычи с учетом динамики цен на нефть.



Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance







Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance

Справедливая стоимость акционерного капитала НК КМГ

Дисконтирование FCF, расчет чистого долга, Enterprise value и Equity value

FCF был рассчитан с учетом прогноза дивидендов от ассоциированных компаний и СП. Также были элиминированы процентные расходы и доходы. Чистый долг был скорректирован с учетом оттока денежных средств и увеличения задолженности, связанных со сделкой по приобретению 50% доли в КМГ Кашаган Б.В. При этом облигации на сумму 751 млрд тенге были продисконтированы по рыночной ставке.

Средневзвешенная стоимость капитала (WACC), использованная в модели – 16.0%.

Справедливая стоимость 100% акционерного капитала НК КМГ, рассчитанная по нашей DCF модели, составила 6.7 трлн тенге или 14.5 млрд USD.

Таб. 8. Расчет стоимости Equity при цене на нефть 70 USD за баррель с 2024 г.

тао. О. Гасчет стоимости Едику при цене на неф					
₸ млрд	2022П	2023П	2024П	2025П	2026П
Выручка и прочие доходы	10 546	9 888	9 401	10 111	10 355
В т.ч. Дивиденды от JV	888	865	<i>837</i>	717	690
Себестоимость покупной нефти, газа,	-5 752	-5 467	-5 131	-5 502	-5 607
нефтепродуктов и прочих материалов	3 7 3 2	5 107	3 131	3 302	3 007
Производственные расходы	-892	-994	-1 064	-1 131	-1 201
Налоги кроме подоходного налога	-607	-516	-460	-474	-489
Износ, истощение и амортизация	-341	-374	-400	-415	-429
Расходы по транспортировке и реализации	-156	-174	-183	-193	-200
Общие и административные расходы	-159	-174	-182	-190	-199
EBITDA с учетом дивидендов от JV	2 422	2 294	2 204	2 208	2 235
FCF	867	1 065	1 266	1 247	1 296
WACC	16.0%				
Сумма дисконтированных потоков 2023-2026 гг.	3 370				
Терминальная стоимость	5 846				
Enterprise value	9 216				
Чистый долг	2 580				
Неконтролирующая доля	-70				
Прирост денежных средств за 2П2022	181				
Equity value, млрд тенге	6 747				
Equity value, млн USD	14 488				





Таб. 9. Анализ чувствительности стоимости 100% акционерного капитала НК КМГ к прогнозной цене нефти марки Brent и WACC.

В млн USD						
Brent, USD/brl	60	65	70	75	80	WACC
KMG Equity	14 516	15 977	17 672	19 150	20 817	14.0%
Enterprise value	19 818	21 278	22 974	24 451	26 119	14.0%
KMG Equity	13 164	14 479	16 014	17 346	18 856	15.0%
Enterprise value	18 466	19 780	21 316	22 647	24 158	15.0%
KMG Equity	11 914	13 097	14 488	15 688	17 057	16.0%
Enterprise value	17 216	18 398	19 789	20 989	22 358	16.0%
KMG Equity	10 900	11 978	13 254	14 351	15 607	17.00/
Enterprise value	16 202	17 280	18 556	19 652	20 908	17.0%

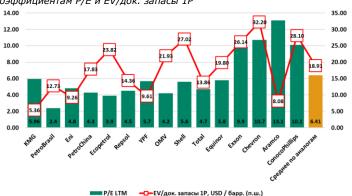
Сравнительный анализ справедливой стоимости НК КМГ

провели Дополнительно МЫ сравнительный анализ справедливой стоимости 100% доли акционерного капитала НК КМГ. Наиболее показательными для нефтяных компаний коэффициентами целях сравнительного В справедливой стоимости считаем коэффициент Enterprise value (EV)/Доказанные запасы (Proved или 1P), а также P/E (Рыночная капитализация к чистой прибыли за последние 12 месяцев). Коэффициент Р/Е (implied) для НК КМГ был рассчитан на основе справедливой стоимости, определенной по DCF модели. Коэффициент P/E (implied) для НК КМГ сложился в размере 5.96, что близко к среднему значению по компанияманалогам в 6.41.

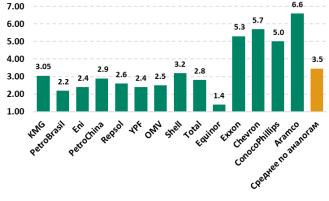
Коэффициент EV/Доказанные запасы (implied) по НК КМГ составил 5.36 USD за баррель. Это значение ниже, чем в среднем у компаний-аналогов.

Коэффициент EV/EBITDA (implied) по НК КМГ составил 3.05, что ниже соответствующего среднего значения по отрасли 3.5. При этом при расчете коэффициента по НК КМГ было использовано прогнозное значение EBITDA 2023 г., которое было скорректировано на 20% EBITDA TШО, 100% EBITDA КМГ Кашаган Б.В. и 50% EBITDA Мангистаумунайгаз в целях отражения стоимости долей в ассоциированных компаниях и СП.

Рис 37. Сравнительный анализ справедливой стоимости НК КМГ по Рис 38. Сравнительный анализ справедливой стоимости НК КМГ по коэффициентам Р/Е и EV/док. запасы 1Р коэффициенту EV/EBITDA



коэффициенту EV/EBITDA 7.00 ----- 6.6



Источник: Bloomberg, расчеты Halyk Finance

Источник: Bloomberg, расчеты Halyk Finance





Драйверы роста стоимости НК КМГ:

- стабильные и растущие денежные потоки, в том числе от владения долями в мегапроектах Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, по которым завершены крупные инвестиционные проекты и ожидается существенный рост добычи и доходов (дивидендов);
- наличие больших доказанных запасов нефти (16.5 лет при текущем уровне добычи);
- дешевая сырьевая база для развития нефтехимии на основе действующей производственной инфраструктуры компании;
- контроль над модернизированными НПЗ в Казахстане и в Румынии, а также наличие разветвленной сети АЗС;
- благоприятная ценовая конъюнктура на продукцию компании.

Ключевые риски:

- снижение рыночных цен на нефть;
- снижение уровня добычи нефти в связи с геополитическими рисками, связанными с функционированием экспортных нефтепроводов (трубопровод КТК);
- высокая обводненность месторождений, находящихся под 100% контролем НК КМГ, может привести к сокращению добычи в будущем;
- отсутствие операционного контроля над крупными проектами;
- несмотря на рост доходов НК КМГ, дивидендные выплаты могут быть невысокими из-за решений основного акционера;
- существенное государственное регулирование отрасли;
- возможная низкая ликвидность акций на вторичном рынке.











Отчет о движении денежных средств, млрд Т	2019	2020	2021	2022П	2023П	2024П	2025П	2026П
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	124	447	1 078	1 492	1 655	1 788	1 785	1 881
Чистые денежные потоки от инвестиционной деятельности	-320	-206	-989	-1 352	-716	-644	-644	-672
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	-270	-245	-283	-274	-1 134	-941	-1 031	-1 087
Влияние изменений в обменных курсах	-15	85	23	0	0	0	0	0
Изменение в резервах под ОКУ	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистое изменение в денежных средствах	-481	81	-170	-135	-195	203	109	121
Денежные средства на начало периода	1 546	1 064	1 146	976	841	646	850	959
Денежные средства на конец периода	1 064	1 146	976	841	646	850	959	1 080

Источник: данные компании, расчеты Halyk Finance





AO «Halyk Finance» (далее – HF), дочерняя организация AO «Народный банк Казахстана».

Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением или попыткой со стороны НF 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. НГ, 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».

© 2022 г., все права защищены.

Департамент исследований

E-mail

research@halykfinance.kz

Департамент продаж

E-mail

sales@halykfinance.kz

Адрес: Halyk Finance пр. Абая, 109 «В», 5 этаж

Тел. +7 727 331 59 77

А05А1В9, Алматы, Республика Казахстан www.halykfinance.kz

Bloomberg HLFN Refinitiv Halvk Finance Factset Halyk Finance Capital IQ Halyk Finance

