

ДОБЫЧА

Добычу нефти и газа осуществляют операционные активы КМГ, а также мегапроекты, где КМГ имеет доли участия, но не вовлечен в производственный процесс.

Среди стратегических задач в части добычи КМГ сфокусирован на следующих целях:

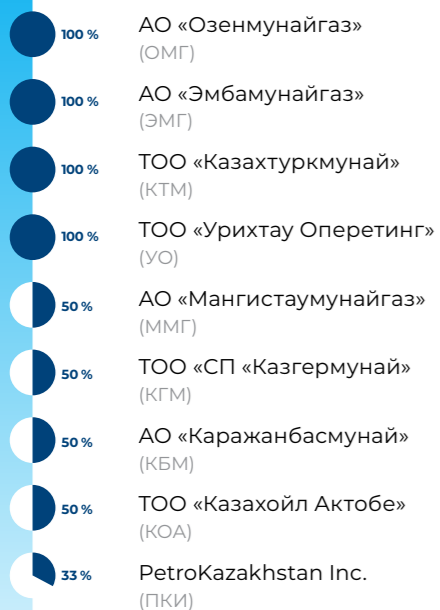
- стабилизация уровня добычи на существующих операционных активах;
- начало добычи на новых месторождениях;
- наращивание добычи газа;
- успешная реализация проектов расширения и продления полки добычи на крупных нефтегазовых проектах.

КМГ участвует в трех самых крупных в Казахстане проектах по добыче нефти и конденсата: «Тенгиз», «Кашаган» и «Карачаганак» — с долями 20, 16,88 и 10 % соответственно.

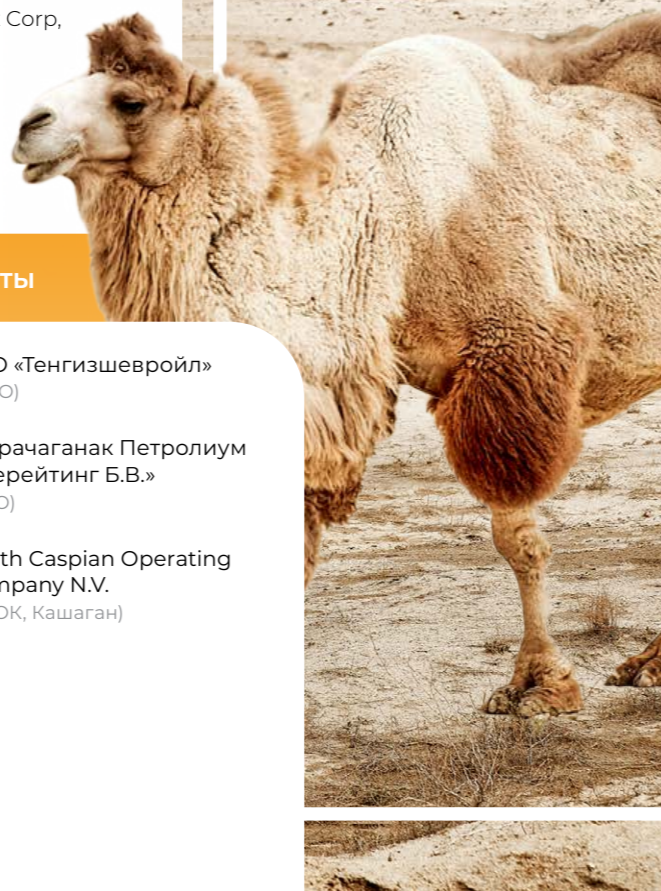
КМГ осуществляет партнерское сотрудничество по добыче нефти в мегапроектах совместно с крупнейшими мировыми нефтяными гигантами: Chevron Corp, Exxon Mobil Corp, Royal Dutch Shell PLC, Eni SpA, TOTAL SA, Inpex Corp, CNPC, ПАО «ЛУКОЙЛ».

Добывающие активы

ОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ



МЕГАПРОЕКТЫ



Добыча нефти

Общий уровень добычи составил 22 млн тонн, или 456 тыс. барр. в сутки, что на 1,7 % больше прошлогодних показателей. Доли операционных и мегапроектов по добыче нефти и конденсата составили 63 % (13,8 млн тонн) и 37 % (8,3 млн тонн) соответственно.

Одной из основных причин увеличения объемов добычи нефти и конденсата на 1,7 % в отчетном 2022 году преимущественно стало увеличение добычи на ТШО на 9,9 % после снятия ограничений ОПЕК+ и надежная работа производственных объектов. Рост общей добычи был нивелирован снижением на операционном активе ОМГ на 4,4 %, преимущественно по причине аварийных отключений электроэнергии со стороны коммунального предприятия, обслуживающего производственные объекты ОМГ, а также снижением добычи на зрелых месторождениях.

13,8 МЛН ТОНН

доля операционных проектов по добыче нефти

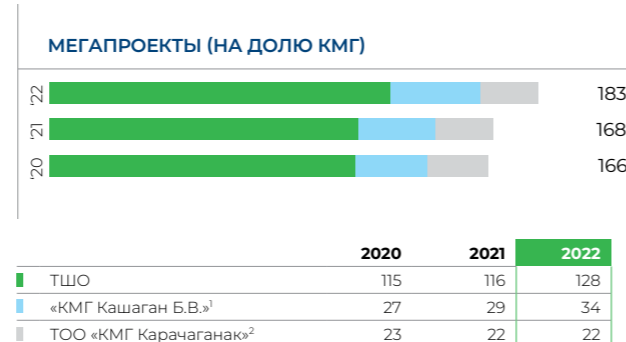
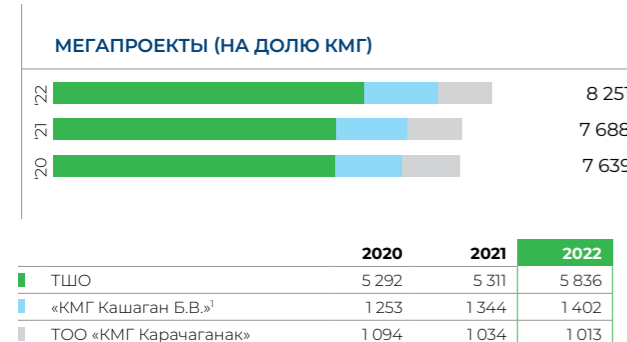
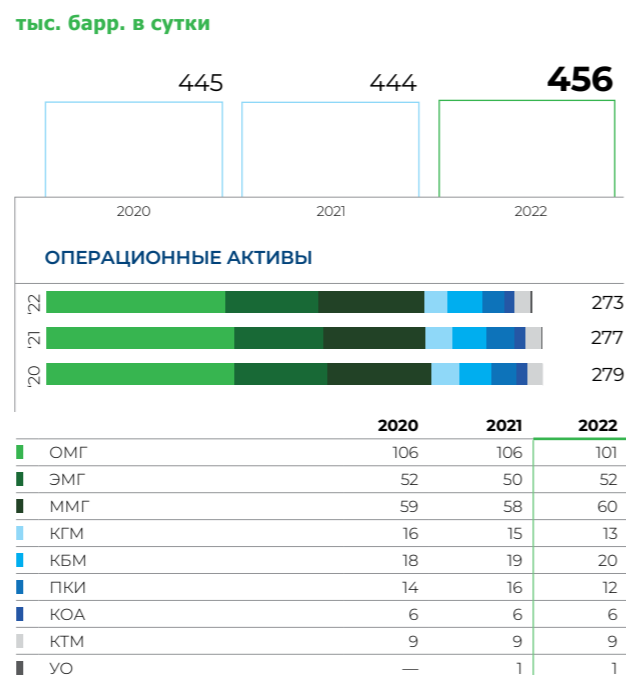
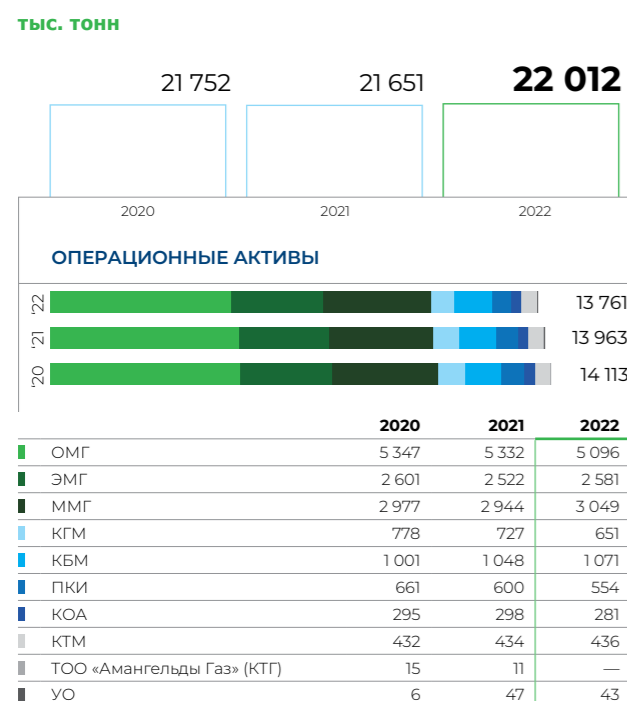
8,3 МЛН ТОНН

доля мегапроектов по добыче нефти





Добыча нефти и газоконденсата



¹ — Доля КМГ — 16,88 % после 15 сентября 2022 года.

Параметры добывающего направления активов КМГ

Активы	ОМГ	ЭМГ	КБМ	КГМ	ПКИ	ММГ	КОА	КТМ	УО
Пористость	0,19	0,27	0,32	0,26	0,09–0,30	0,14	0 085	0,14	0,1
Плотность в градусах API	36,51	32,03	19,81	39,95	51,25	30,77	38,89	36,12	41,7
Содержание серы, %	0,14	0,62	2	0,1	0,03–0,08	0,2	1,12	3,17	0,7
Количество месторождений	2	33	1	5	19	15	2	6	3
Средний дебит новых скважин, тонн в сутки	8	10,5	2,8	25,5	11–18,2	9,3	26,8	4,3	46,5
Средний дебит скважин переходящего фонда скважин, тонн в сутки	4,2	3,3	2,13	34	5,6	6,2	15,7	36,2	59,1
Коэффициент баррелизации нефти, барр. на тонну	7,23	7,3	6,68	7,38	7,75	7,23	7,516	7,21	7,717

Технические характеристики добываемой нефти КМГ существенно отличаются от региона к региону. Самая тяжелая нефть среди операционных активов добывается в Каражанбасмунае, с коэффициентом баррелизации 6,68 барр. на тонну. Самая легкая — у ПКИ, с коэффициентом баррелизации 7,75 барр. на тонну.

Качество сырой нефти можно определить по двум основным параметрам: высокой плотности в градусах API и низкому содержанию серы. Содержание серы у марки CPC Blend (основные мегапроекты КМГ) — 0,56 %, плотность в градусах API равна 45,3, тем самым данная нефть может считаться одной из лучших в мире по качеству.

Марка	Плотность в градусах API	Содержание серы, %
CPC Blend (Казахстан, Новороссийск)	45,3	0,56
West Texas Int. (США, Кушин)	40,0	0,42
Arab Extra Light (Саудовская Аравия)	39,4	1,09
Brent (Великобритания)	37,5	0,40
Urals (Россия, Новороссийск)	31,3	1,36

Данные из открытых источников S&P Global Platts



Мегапроекты

ТЕНГИЗ



Жемчужина нефтегазовой отрасли Казахстана, гигантское нефтяное месторождение.

Проекты мирового масштаба — «Кашаган», «Карачаган» и «Тенгиз» — КМГ разрабатывает совместно с международными нефтегазовыми компаниями.

Соглашение по проекту ТШО было подписано 2 апреля 1993 года между Республикой Казахстан и компанией Chevron Corp. Лицензия на разведку и добычу углеводородов выдана ТШО в 1993 году сроком на 40 лет. Основной вид деятельности ТШО — разведка, добыча и реализация углеводородов с месторождений Тенгиз и Королевское в Атырауской области.

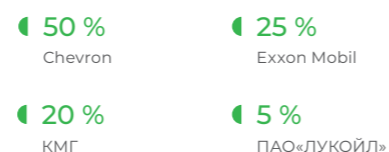
Добыча нефти



Добыча попутного газа



Доли владения



Добыча нефти на долю КМГ



Кратность запасов нефти 2Р



Перспективы развития

Реализация ПБР/ПУУД позволит увеличить объем добычи нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн в год.

Оператор | ТШО «Тенгизшевройл»

¹ — 1 тонна = 7,98 барр.

Оператор ТШО работает на территории лицензионного участка, включающего уникальное по запасам гигантское Тенгизское месторождение и крупное Королевское месторождение. Тенгизское нефтяное месторождение было открыто в 1979 году и является одним из крупнейших нефтяных месторождений в мире.

В настоящее время добыча и подготовка нефти осуществляются на современных производственных объектах с высокими показателями надежности: комплексные технологические линии (КТЛ), завод второго поколения (ЗВП) и закачка сырого газа (ЗСГ).

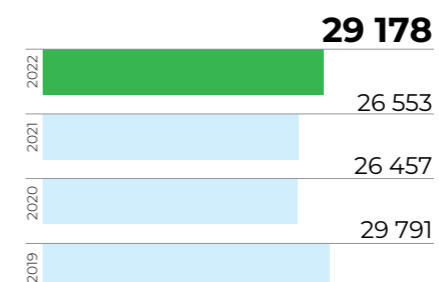
По сравнению с показателями 2021 года добыча нефти выросла на 9 % — до 29 178 тыс. тонн (включая долю КМГ — 5 836 тыс. тонн), при этом добыча газа выросла на 9 % — до 16,15 млрд м³ (включая долю КМГ — 3,23 млрд м³). Увеличение добычи связано с отсутствием ограничений ОПЕК+ в 2022 году.

29,2 млн тонн

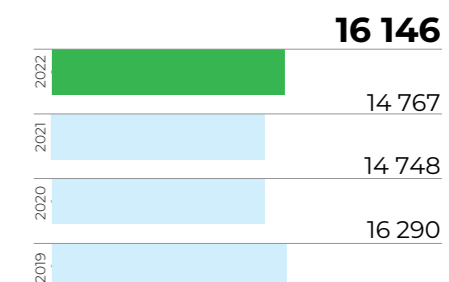
объем добычи нефти на месторождении в 2022 году

Производственная деятельность ТШО

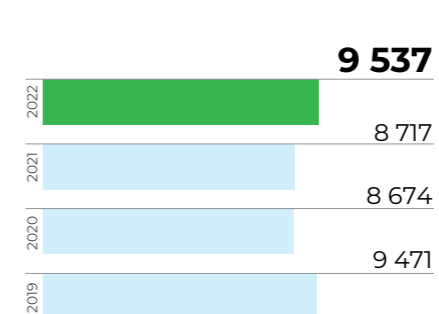
Добыча нефти, тыс. тонн



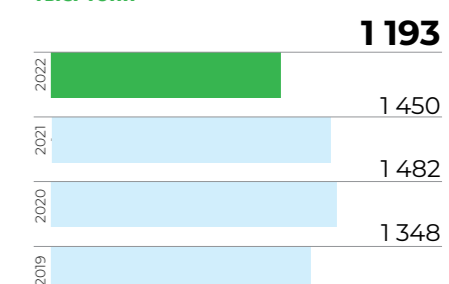
Добыча попутного газа, млн м³



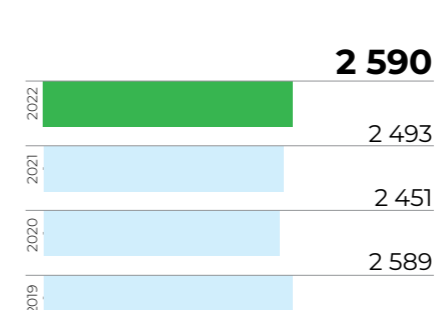
Производство сухого газа, млн м³



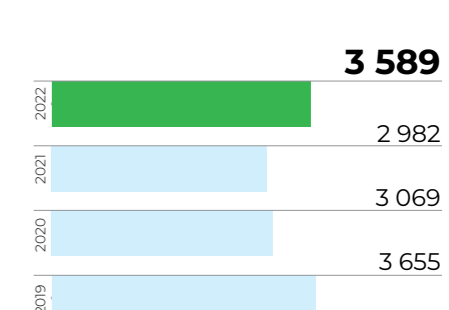
Производство сжиженного углеводородного газа (СУГ), тыс. тонн



Производство серы, тыс. тонн



Закачка газа, млн м³



Ход реализации Проекта будущего расширения и Проекта управления устьевым давлением

В рамках расширения производственных мощностей ТШО реализует Проект будущего расширения (ПБР) и Проект управления устьевым давлением (ПУУД). В рамках проекта добыча нефти на Тенгизском месторождении увеличится на 12 млн тонн в год. Реализация проекта вносит значительный вклад в экономику Казахстана и оставит наследие за счет создания новых рабочих мест в Казахстане, подготовки квалифицированных кадров, строительства новых производственных объектов и модернизации инфраструктуры в регионе.

По итогам 2022 года совокупные затраты по проекту ПБР/ПУУД составили 42,1 млрд долл. США, общий прогресс работ по проекту — 96,6 %. Прогнозируемая дата запуска объектов: ПУУД — декабрь 2023 года, ПБР — июнь 2024 года согласно обновленному графику 2022 года.

С начала реализации проекта ПБР/ПУУД ТШО потратил более 15 млрд долл. США на закупки казахстанских товаров, работ и услуг. В рамках проекта полностью завершены работы по изготовлению и перевозке модулей,

их установке на фундаменты. Завершено бурение скважин, запущены в эксплуатацию все групповые замерные установки. В 2022 году был успешно введен в эксплуатацию Объединенный центр управления производством, который объединил управление всеми заводами ТШО в единую операционную модель в одном центре управления.

16,1 млрд м³

объем добычи газа на месторождении в 2022 году

Мегапроекты

КАШАГАН



Гигантское месторождение Кашаган является крупнейшим обнаружением за последние четыре десятилетия. Кашаган — один из наиболее сложных отраслевых проектов в мире.

Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) было подписано между Республикой Казахстан и международным консорциумом в ноябре 1997 года. Управление проектом осуществляется через операционную компанию — НКОК, действующую от имени подрядных компаний.

Добыча нефти и конденсата в 2022 году

12,68 млн тонн
310 тыс. барр. в сутки¹

Добыча газа

7,9 млрд м³

Добыча нефти и конденсата на долю КМГ

1,4 млн тонн
34 тыс. барр. в сутки

Кратность запасов 2P по нефти и конденсату

> 97 лет

Доли владения



Оператор | North Caspian Operating Company N.V.

¹ — 1 тонна = 7,9272 барр.

Северо-Каспийский проект — это первый крупномасштабный проект освоения морских нефтегазовых месторождений в Казахстане. Он включает в себя пять месторождений: Кашаган, Каламкас — море, Кайран, Актоты и Юго-Западный Кашаган. Структура «Юго-Западный Кашаган» находится в процессе возврата территории в пользу Республики Казахстан.

Месторождение Кашаган расположено в 75 км от г. Атырау, в шельфовой зоне, где глубина воды составляет 3–4 м. Коллектор месторождения залегает на глубине более 4 км и характеризуется высоким давлением (более 700 бар) и высокой концентрацией сероводорода (H₂S). При этом обратная закачка сернистого газа под высоким давлением приводит к увеличению нефтеотдачи.

Кашаган является одним из наиболее сложных отраслевых проектов в мире ввиду суровых экологических условий на море и вопросов в области проектирования, логистики и безопасности. Северный Каспий покрыт льдом примерно пять месяцев в году на фоне субарктического климата. Это в свою очередь требует применения инновационных технических решений. КМГ вместе с иностранными партнерами успешно реализует проект и достиг устойчивого уровня добычи с потенциалом дальнейшего роста.

Схема обустройства месторождения Кашаган состоит из наземных и морских объектов. К наземным сооружениям относится установка комплексной подготовки нефти и газа «Болашак» (УКПНГ). Среди морских объектов были возведены искусственные сооружения: эксплуатационно-технологический комплекс на острове «Д», остров «А», центры ранней добычи острова ЕРС-2, ЕРС-3 и ЕРС-4. Всего на месторождении Кашаган пробурено 40 скважин, шесть из которых являются нагнетательными, а 33 — добывающими, одна скважина является мониторинговой.

В рамках Северо-Каспийского проекта фактический объем добычи нефти за 2022 год составил 12,7 млн тонн, газа — 7,9 млрд м³. Объем добычи на месторождении Кашаган по сравнению с 2021 годом снизился на 22% — до 3 554 тыс. тонн нефти и 2 млрд м³ газа. Сокращение в добыче в 2022 году связано с проведением планового капитального ремонта на морском и наземном комплексах в середине отчетного года, а также с необходимостью проведения ремонтно-восстановительных работ после обнаружения утечки газа на установке предварительного отбора газа (слагкетчере) в августе. При этом на долю КМГ добыча нефти увеличилась на 4,3%, до 1 402 тыс. тонн (34 тыс. барр. в сутки), добыча сырого газа выросла на 7,3% и составила 877 млн м³ по причине увеличения доли КМГ в проекте с 8,44 до 16,88% с 15 сентября 2022 года благодаря успешному завершению сделки по обратному выкупу доли в проекте у АО «Самрук-Қазына».

На текущий момент КМГ (через Кооператив «КазМунайГаз» У.А.²) владеет компанией ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.», которая в свою очередь владеет 16,88% доли участия в Северо-Каспийском проекте. Таким образом, косвенное владение КМГ в проекте составляет 16,88%.

Согласно условиям СРПСК вся нефть, добытая на месторождении Кашаган, направляется на экспорт, в том числе и доля нефти КМГ. Добываемая нефть в основном экспортируется в Европу, Восточную Азию и Индию через порт Новороссийск, куда нефть доставляется посредством нефтепровода КТК.

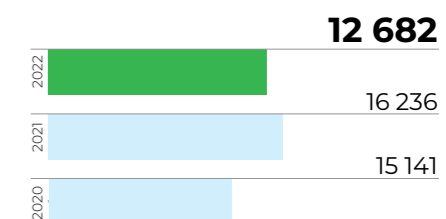
Инцидент со слагкетчером на месторождении Кашаган

3 августа 2022 года в связи с обнаружением утечки газа на установке предварительного отбора газа (слагкетчере) завода «Болашак» добыча на месторождении Кашаган была остановлена.

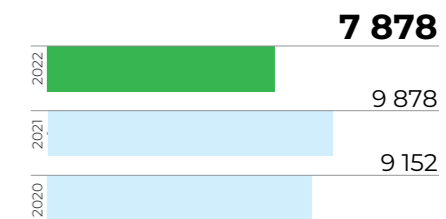
Слагкетчер был выведен из эксплуатации для ремонтных работ, а 9 августа 2022 года добыча нефти была частично возобновлена на уровне ~100 тыс. барр. в сутки без слагкетчера. После ремонтно-восстановительных работ на слагкетчере добыча нефти полностью восстановлена 7 ноября 2022 года (>400 тыс. барр. в сутки). На сегодняшний день добыча ведется в штатном режиме. Данное происшествие не повлекло вреда для здоровья людей и окружающей среды.

Производственная деятельность НКОК

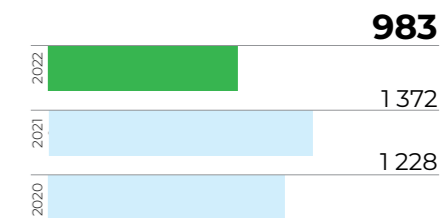
Добыча нефти, тыс. тонн



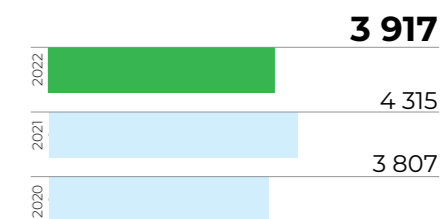
Добыча природного и попутного газа, млн м³



Производство серы, тыс. тонн



Закачка газа, млн м³



² — На 100% принадлежит КМГ, прямое владение — 99,7440256%, косвенное владение через ТОО «КМГ-Кумколь» — 0,2559744%.

Обратный выкуп акций «КМГ Кашаган Б. В.»

15 сентября 2022 года КМГ использовал право обратного выкупа 50 % доли в «КМГ Кашаган Б. В.» у АО «Самрук-Қазына» (Фонда) за 3,8 млрд долл. США.

В результате увеличения доли в «КМГ Кашаган Б. В.» до 100 % были улучшены показатели консолидированной добычи, EBITDA, чистой прибыли и активов КМГ.

При этом долг КМГ также увеличился, так как для приобретения были привлечены заемные средства через выпуск облигаций КМГ и получения отсрочки платежа от Фонда. Частично приобретение было финансировано за счет дивидендов «КМГ Кашаган Б. В.», выплаченных в 2022 году. В первом полугодии 2023 года также планируется погашение части задолженности за счет дивидендов «КМГ Кашаган Б. В.».

Перспективы развития месторождения Кашаган

Проект строительства нового слагкетчера необходим для замены временного решения существующей реконфигурации слагкетчера. Ведутся работы по предбазовому проектированию. Дата принятия окончательного решения по финансированию запланирована на май 2023 года, дата ввода в эксплуатацию — 4 квартал 2024 года.

Проекты на стадии изучения

Проект «Этап 2А»

1

Направлен на увеличение добычи нефти на ~50 тыс. барр. в сутки (~6,3 тыс. тонн в сутки) за счет дополнительной поставки сырого газа в объеме ~2 млрд м³ в год на новый ГПЗ QG.

- В настоящее время проект находится на стадии выполнения базового проектирования со стороны НКОК с планируемой датой завершения — 1 квартал 2023 года.
- QG не начинал базовое проектирование ГПЗ, в 2022 году уведомил о заинтересованности в ГПЗ мощностью не менее 4 млрд м³ в год вместо 2 млрд м³ в год. Текущая позиция QG и Министерства энергетики Республики Казахстан — пересмотр проекта с получением 4 млрд м³ сырого газа в год (либо поэтапный подход 2 + 2 млрд м³ начиная с 2027 года).

Проект «Этап 2Б»

2

Предполагает увеличение добычи нефти на ~210 тыс. барр. в сутки (~26,5 тыс. тонн в сутки) за счет бурения новых скважин и строительства нового завода подготовки нефти с поставкой сырого газа в объеме ~6 млрд м³ в год третьей стороне. Завершено предбазовое проектирование. Учитывая неопределенности по получателю сырого газа, базовое проектирование откладывается.

Проект «Этап 2С»

3

Аналогичен проекту «Этап 2Б». Ведется дополнительное изучение концепций. Прогресс зависит от варианта дальнейшей реализации проекта «Этап 2Б».

Проект коммерциализации сжиженного углеводородного газа

4

Проект предполагает коммерциализацию сжиженного углеводородного газа (СУГ) за счет его фракционирования на заводе третьей стороны для дальнейшего экспорта пропана и бутана. Ведется коммерческая оценка тендерных предложений третьих сторон по строительству завода для фракционирования СУГ. Принятие окончательного решения по финансированию будет возможно после получения подтверждения экономической целесообразности проекта и согласования.

Завершенные в 2022 году проекты

Пакет 1 (Bundle 1)

Проведена модернизация компрессоров ЗСГ, оба компрессора введены в эксплуатацию с подтверждением увеличения уровня закачки. Благодаря проекту в декабре 2022 года достигнут рекордный уровень суточной добычи нефти — 451 тыс. барр. в сутки (в рамках проведенных испытаний установок на максимальную производительность).

Проекты на стадии реализации

Поставка 1 млрд м³ в год сырого газа на ГПЗ АО НК «QazaqGas»

Предполагает увеличение добычи нефти на ~20–25 тыс. барр. в сутки (2,5–3 тыс. тонн в сутки) за счет поставки сырого газа на ГПЗ.

- Со стороны НКОК ведется доставка материалов газопровода, а также общестроительные работы. Готовность к запуску со стороны НКОК ожидается в 4 квартале 2023 года.
- Готовность к вводу в эксплуатацию со стороны АО НК «QazaqGas» (далее — QG) планируется на 1 квартал 2025 года.



Мегапроекты

КАРАЧАГАНАК



Одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире.

Окончательное соглашение о разделе продукции (ОСРП) по Карачаганакскому нефтегазоконденсатному месторождению было заключено между Республикой Казахстан и международным консорциумом 18 ноября 1997 года. Компании Royal Dutch Shell и Eni являются совместными операторами Карачаганакского проекта, реализация которого осуществляется через КПО.

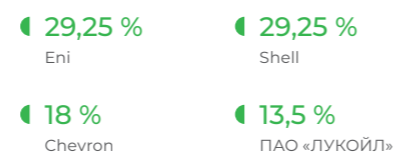
Добыча жидких углеводородов (стабильных)¹

10,1 млн тонн
219 тыс. барр. в сутки²

Добыча газа

19,4 млрд м³

Доли владения



Добыча жидких углеводородов, **на долю КМГ**

1,0 млн тонн
22 тыс. барр. в сутки

Кратность 2P запасов по нефти и конденсату

> 23 лет

Перспективы развития

Реализация инвестиционных проектов с целью поддержания полки добычи жидких углеводородов на достигнутом уровне

Оператор | Компании **Royal Dutch Shell** и **Eni** являются совместными операторами Карачаганакского месторождения (КПО).

¹ — Для оценки жидких углеводородов в стабильном эквиваленте используется переводный коэффициент 0,9 на общий объем нефти и конденсата.
² — 1 тонна = 7,86 барр.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение — одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире, расположенное в Западно-Казахстанской области и занимающее территорию более 280 км². Месторождение открыто в 1979 году, а опытно-промышленная разработка месторождения началась в 1984 году.

На месторождении Карачаганак имеются три основных технологических объекта, которые являются единой системой взаимосвязанных и взаимозависимых технологических установок в процессе добычи:

- КПК — Карачаганакский перерабатывающий комплекс, расположенный в северо-западной части месторождения, перерабатывает жидкие углеводороды, поступающие из скважин, а также исходное сырье, транспортируемое из УКПГ 2 и УКПГ 3, частично подготавливает газ на экспорт и для закачки в пласт, а также на собственные производственные нужды;
- УКПГ 2 — установка комплексной подготовки газа, расположенная в юго-восточной части месторождения, разделяет и повторно закачивает сырой газ под высоким давлением,

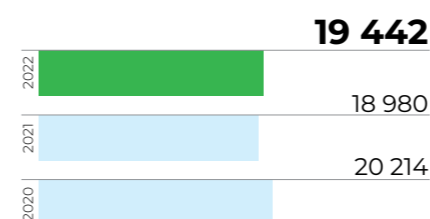
а также направляет жидкие углеводороды на КПК для стабилизации перед отправкой на экспорт;

- УКПГ 3 — установка комплексной подготовки газа, расположенная в северо-восточной части месторождения, разделяет и частично стабилизирует жидкие углеводороды и газ перед отправкой на экспорт.

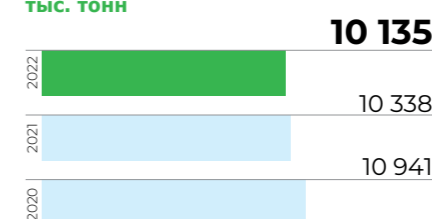
В течение 2022 года эксплуатационный фонд скважин составил 160 добывающих и 20 нагнетательных скважин.

Производственная деятельность КПО

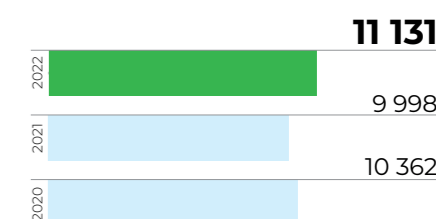
Добыча газа, млн м³



Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн



Закачка газа, млн м³



В 2022 году на месторождении Карачаганак было добыто 10 135 тыс. тонн жидких углеводородов (включая долю КМГ — 1 013 тыс. тонн), что меньше на 2,0 %, и 19 442 млн м³ газа (включая долю КМГ — 1 944 млн м³), что больше на 2,4 % по сравнению с уровнем добычи годом ранее. Одним из основных внешних факторов, оказавших негативное влияние на операционную деятельность по месторождению Карачаганак в целом и КМГ в частности, было сокращение приема сырого газа со стороны Оренбургского газоперерабатывающего завода в связи с продлением планово-предупредительного ремонта на его технологических установках. Российская сторона уведомила о продлении планово-предупредительного ремонта (ППР) на технологических установках ОГПЗ, в частности на установке получения серы и доочистки отходящих газов методом Сульфрен

1У-350/355, и проведении ремонта на установках очистки и осушки газа 3У-70, 3У-370 и на установках Клауса 1У-350/355, У-05/07 и У-04. Добыча газа увеличилась на 2,4 % и составила 1 944 млн м³, главным образом из-за увеличения обратной закачки сырого газа на установке комплексной подготовки газа №2, ввода четвертого компрессора и увеличения объемов переработки газа на Карачаганакском перерабатывающем комплексе.

Принимая во внимание динамику уменьшения приема сырого газа со стороны ОГПЗ, КПО и КРГ, было отмечено, что нестабильный и ограниченный прием карачаганакского газа на ОГПЗ оказывает негативное влияние на добычу жидких углеводородов и выручку, а также на возможность выполнения КРГ своих обязательств по поставкам газа на внутренний рынок Республики Казахстан.

- В период с 12 сентября по 6 октября 2022 года на месторождении Карачаганак успешно проведены мероприятия по ППР. Объем запланированных работ выполнен в соответствии с утвержденным графиком и бюджетом.
- В мае 2022 года введен в эксплуатацию проект «Установка четвертого компрессора обратной закачки газа».
- 16 ноября достигнут рекорд суточной добычи жидких углеводородов — 34 069 тыс. тонн в сутки, а 1 декабря достигнут суточный рекорд закачки сырого газа в пласт — 40 839 млн м³ в сутки.
- В ноябре 2022 года принято окончательное решение о финансировании (FID) по Проекту установки шестого компрессора обратной закачки газа.

Перспективы развития месторождения Карачаганак

В рамках Проекта расширения Карачаганака (ПРК1) планируется строительство и введение в эксплуатацию пятого и шестого компрессоров обратной закачки газа в 2024 и 2026 годах соответственно с целью поддержания полки добычи на уровне 10–11 млн тонн в год.

После реализации этапа 2М промышленной разработки месторождения ожидается, что дальнейшее продление полки добычи нефти будет осуществлено посредством крупного расширения производственных объектов. Данное расширение будет выполнено поэтапно в рамках Проекта расширения Карачаганака (ПРК1А+Б). С целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пласта проектом ПРК1(А+Б) предусмотрено строительство и ввод пятого и шестого компрессоров обратной закачки газа, системы подготовки (осушки) сырого газа, расширение системы сбора скважинной продукции и сети нагнетательных трубопроводов, вспомогательных сооружений и других сопутствующих установок. При вводе пятого и шестого компрессоров общий объем закачки газа будет доведен до уровня около 21 млрд м³ в год, при этом добыча газа по месторождению составит около 31 млрд м³ в год и обеспечит суммарный дополнительный прирост нефти около 13 млн тонн до конца срока действия окончательного соглашения о разделе продукции.

Строительство перемычки НПС им. Т. Касимова (потенциальная суточная мощность составляет порядка 4,5 тыс. тонн в сутки) позволит КПО получить доступ:

- к резервуарному парку КТО в случае сбоев в работе КТК;
- альтернативным экспортным маршрутам (Баку — Тбилиси — Джейхан (БТД), порты Батуми и Кулеви, экспорт в Китай, в порт Новороссийск как сорт Siberian Light).

В рамках среднесрочной перспективы оператором по Карачаганакскому проекту инициированы мероприятия по выполнению предварительного технико-экономического обоснования возможностей повышения ценности (монетизации) добываемого сырого газа и его продуктов переработки. На текущий момент проводятся мероприятия по оценке всевозможных вариантов по объемам поставок и концепции переработки газа. При этом предполагается, что произведенный товарный газ будет поставляться на внутренний рынок. Результаты по определению концепции проекта ожидаются в 2023 году.

Добыча нефти на операционных активах

КМГ имеет более чем вековую историю и наследие в нефтегазовой отрасли, в портфель добываемых активов в основном входят зрелые месторождения. В связи с этим основным приоритетом Компании является повышение эффективности добычи. КМГ в своей деятельности придерживается политики энергосбережения, непрерывно стремится к оптимизации и улучшению производственных процессов, а также к увеличению коэффициента извлечения нефти.

На сегодняшний день около 85 % добычи нефти на операционных активах Компании приходится на семь основных месторождений: Узень и Карамандыбас



(ОМГ), Каламкас и Жетыбай (ММГ), С. Нуржанов и Восточный Молдабек (ЭМГ), Каражанбас (КБМ).

Объем добычи нефти и конденсата на 2022 год по Группе компаний КМГ составляет 22,01 млн тонн, где операционные активы добыли 13 761 тыс. тонн нефти, что меньше на 1,4 % по сравнению с прошлым годом. Снижение объемов добычи нефти и конденсата обусловлено аварийными отключениями электроэнергии со стороны коммунального предприятия,

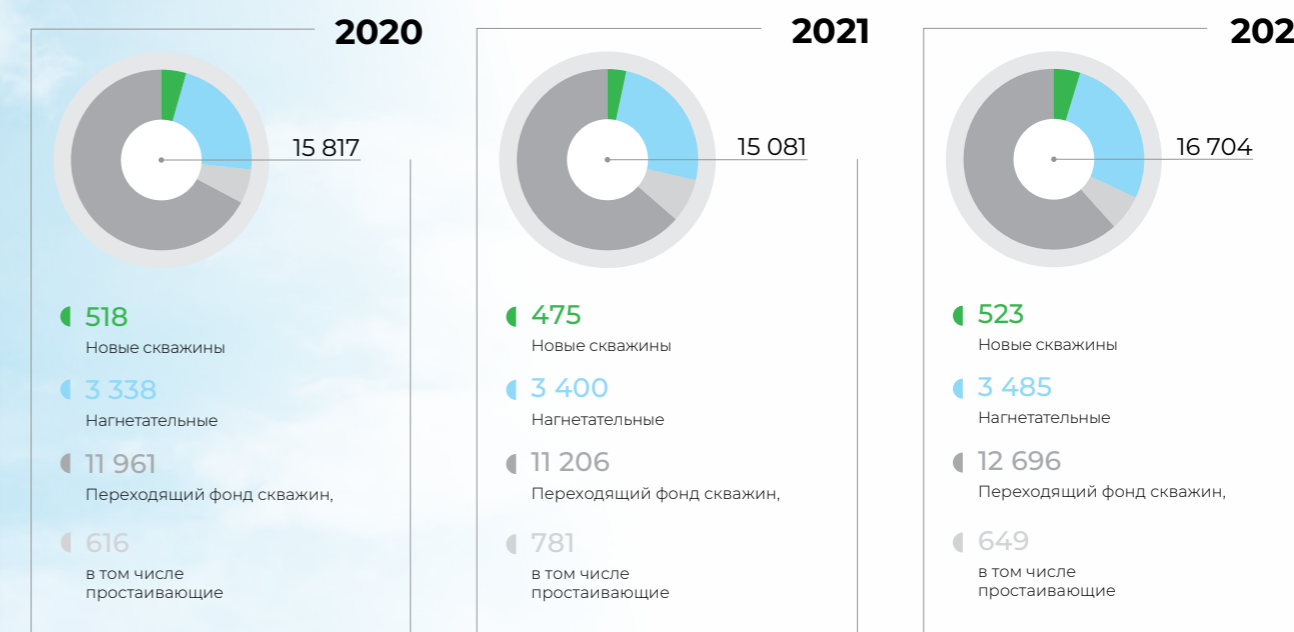
обслуживающего производственные объекты ОМГ, а также естественным падением уровня добычи на некоторых зрелых месторождениях. При этом снижение добычи нефти на операционных активах было частично нивелировано увеличением добычи в размере 3,6 % на ММГ и 2,3 % на ЭМГ.

Стоит отметить что в отчетном году ОМГ, КТМ и ММГ продлили сроки контрактов и лицензии по своим месторождениям Актас, Тасболат, Карамандыбас, Тенге Западный,

Жетыбай Южный, Каратобе Южный, Южный Жетыбай, Оймаша, Алатюбе на добычу углеводородов.

Общий фонд скважин под операционным управлением в 2022 году составил 16 704 ед., из которых 12 696 ед. приходится на переходящий фонд скважин. Большая часть объема добычи нефти и конденсата приходится на добычу от переходящего фонда скважин.

Количество скважин, операционные активы КМГ, ед.



Лифтинг-затраты (индикативные расчетные данные), \$/барр.

Единица измерения	ОМГ	ЭМГ	ММГ	КГМ	КТМ	КОА	КБМ
	17,4	11,8	9,9	4,1	6,6	6,4	16,8

Нетбэки (индикативные расчетные данные), \$/барр.

Единица измерения	ОМГ	ЭМГ	ММГ	КГМ	КТМ	КОА	КБМ
На экспорт	40	39	24	48	41	41	38
На внутренний рынок	25	19	22	23	9	24	—

8,2 ^{2%} **млн м³**

объем добычи природного и попутного газа в 2022 году

2,2 **млн м³**

доля операционных проектов по добыче газа в 2022 году

6,1 **млн м³**

доля мегапроектов по добыче газа в 2022 году

ӨзенМұнайГаз

Добыча и производство газа

Объем добычи природного и попутного газа в 2022 году увеличился на 2 %, до 8 241 млн м³. При этом 2 190 млн м³ (27 %) приходится на долю операционных активов, 6 051 млн м³ (73 %) — на долю мегапроектов. Основные доли в структуре объемов приходятся на мегапроект «Тенгиз».

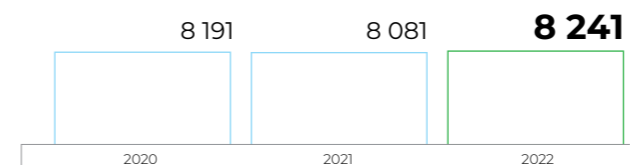
Значения по добыче газа составляют фактический объем добытого газа, включая обратную закачку газа в пласт и собственные нужды. Обратная закачка газа применяется для поддержания пластового давления, которое обеспечивает высокий уровень добычи нефти.

Объем производства товарного газа в 2022 году составил 4 529 млн м³, из которых 1 516 млн м³ — за счет операционных активов

и 3 013 млн м³ — за счет мегапроектов. По сравнению с 2021 годом производство товарного газа КМГ кумулятивно уменьшилось на 96 млн м³, или на 2,1 %.

Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ), наряду с переработкой собственного добытого сырья, производит товарный газ на основе сырья, полученного от других операционных активов КМГ, которые не производят товарный газ самостоятельно.

Добыча природного и попутного газа, млн м³



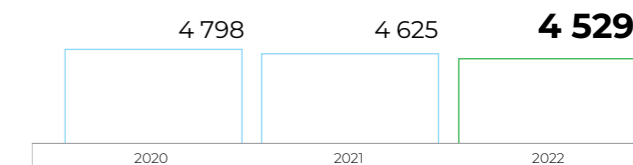
ОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ

	2020	2021	2022
ОМГ	726	665	623
ЭМГ	217	202	213
ММГ	334	376	431
КГМ	188	185	115
КБМ	27	31	33
ПКИ	142	125	127
КОА	361	412	430
КТМ	140	167	197
ТОО «Амангельды Газ»	326	224	-
УО	2	24	21

МЕГАПРОЕКТЫ (НА ДОЛЮ КМГ)

	2020	2021	2022
ТШО	2 950	2 953	3 229
«КМГ Кашаган Б.В.» ¹	758	818	877
ТОО «КМГ Карачаганак» ²	2 021	1 898	1 944

Производство товарного газа, млн м³



ОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ

	2020	2021	2022
ОМГ + КазГПЗ ³	751	636	496
ММГ (ПУ «Жетыбаймунайгаз»)	161	172	156
КГМ	150	303	182
ТОО «Амангельды Газ»	326	-	-
КОА	185	383	374
ЭМГ	152	145	164
КТМ	103	121	144
ПКИ	49,5	0	0

МЕГАПРОЕКТЫ (НА ДОЛЮ КМГ)

	2020	2021	2022
Тенгиз	1 735	1 743	1 907
Карачаганак ²	899	818	745
Кашаган ³	287	304	263

1 — Сырой газ с ОМГ и ПУ «Жетыбаймунайгаз» ММГ поставляется в КазГПЗ.
 2 — Объемы поставки сырого газа на ОГПЗ.
 3 — 15 сентября 2022 года доля КМГ увеличилась с 8,44 до 16,88 %.