

Добыча нефти и газоконденсата, тыс. тонн

Показатель	2021	2022	2023
Объем добычи нефти и газоконденсата	21 651	22 012	23 532
Операционные активы	13 963	13 761	13 559
■ ОМГ	5 332	5 096	4 877
■ ЭМГ	2 522	2 581	2 722
■ ММГ	2 944	3 049	3 075
■ КГМ	727	651	594
■ КБМ	1 048	1 071	1 027
■ ПКИ	600	554	515
■ КОА	298	281	253
■ КТМ	434	436	436
■ ТОО «Амангельды Газ» (КТГ)	11	–	–
■ УО	47	43	20
■ Дунга			40
■ УОГ			1
Мегапроекты	7 688	8 251	9 973
■ ТШО	5 311	5 836	5 779
■ «КМГ Кашаган Б.В.» ¹	1 344	1 402	3 108
■ ТОО «КМГ Карачаганак»	1 034	1 013	1 086

Добыча нефти и газоконденсата, тыс. барр. в сутки

Показатель	2021	2022	2023
Объем добычи нефти и газоконденсата²	444	456	486
Операционные активы	277	273	269
■ ОМГ	106	101	97
■ ЭМГ	50	52	54
■ ММГ	58	60	61
■ КГМ	15	13	12
■ КБМ	19	20	19
■ ПКИ	16	12	11
■ КОА	6	6	5
■ КТМ	9	9	9
■ УО	1	1	0,4
■ Дунга			1
■ УОГ			0,03
Мегапроекты	168	183	217
■ ТШО	116	128	126
■ «КМГ Кашаган Б.В.»	29	34	68
■ «КМГ Карачаганак»	22	22	23

Параметры добывающего направления активов КМГ

Активы	Пористость	Плотность в градусах API	Содержание серы, %	Количество месторождений	Средний дебит новых скважин, тонн в сутки	Средний дебит переходящего фонда скважин, тонн в сутки	Коэффициент баррелизации нефти, барр. на тонну
ОМГ	0,19	36,51	0,14	2	6,8	4,0	7,23
ЭМГ	0,27	32,03	0,62	31	13,4	3,7	7,30
КБМ	7–35	19,81	1–2,5	1	2,317	2,09	6,68
КГМ	0,26	39,95	0,14	5	16,4	15,6	7,24
ПКИ	0,09–0,30	51,25	0,03–0,08	19	11–18,2	5,6	7,75
ММГ	0,14	30,77	0,2	15	9,8	4,9	7,23
КОА	0,085	38,89	1,12	2	–	13,6	7,52
КТМ	0,14	36,12	3,17	6	0	43,1	7,21
УО	0,1	41,7	0,7	1	0	70,7	7,72
УОГ	6,7	55	0,11	1	290	–	8,27

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: по 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, таким образом, данная нефть может считаться одной из лучших в мире.

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

Данные из открытых источников S&P Global Platts.

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

² При допущении средневзвешенных индивидуальных индикативных коэффициентов баррелизации по каждому активу.

Мегапроекты

Проекты мирового масштаба КМГ разрабатывает совместно с международными нефтегазовыми компаниями.

Тенгиз

Соглашение по проекту ТШО было подписано 2 апреля 1993 года между Республикой Казахстан и компанией Chevron Corporation. 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.

Жемчужина нефтегазовой отрасли Казахстана, гигантское нефтяное месторождение

Ключевые индикаторы

Добыча нефти в 2023 году (всего)

28 893 тыс. тонн
(632 тыс. барр. в сутки)¹

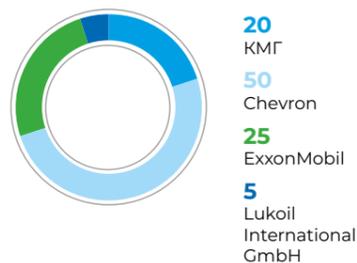
Кратность запасов нефти 2Р

>20 лет

Добыча нефти на долю КМГ (20 %)

5 779 тыс. тонн
(126 тыс. барр. в сутки)¹

Доли владения, %



Добыча попутного газа (всего)

16,01 млрд м³
Объем включает газ на собственные нужды Компании и обратную закачку газа

Перспективы развития

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

Оператор: ТШО

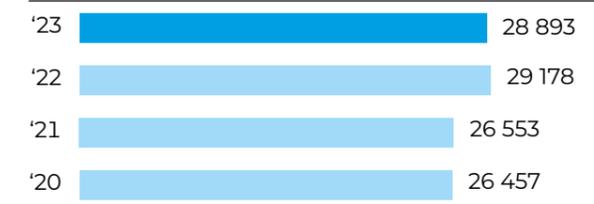
Оператор ТШО работает на территории лицензионного участка, включающего уникальное по запасам гигантское Тенгизское месторождение и крупное Королевское месторождение. Тенгизское нефтяное месторождение было открыто в 1979 году и является одним из самых больших в мире.

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 2022 года добыча нефти снизилась на 1 % — до 28 893 тыс. тонн (включая долю КМГ — 5 779 тыс. тонн), добыча газа тоже снизилась незначительно: на 0,9 % — до 16,01 млрд м³ (включая долю КМГ — 3,2 млрд м³). Понижение добычи обусловлено приостановкой приема нефти системы КТК во время планового технического обслуживания нефтепровода и остановкой работы морского терминала по причине неблагоприятных метеоусловий в 4 квартале 2023 года. Добыча попутного газа сократилась на 0,9 %, составив 3 202 млн м³.

Производственная деятельность ТШО

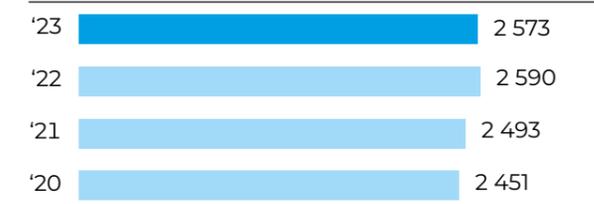
Добыча нефти, тыс. тонн



Производство сухого газа, млн м³



Производство серы, тыс. тонн



Ход реализации Проекта будущего расширения и Проекта управления устьевым давлением

ТШО завершает реализацию проекта ПБР/ПУУД, в рамках которого добыча ТШО увеличится на 12 млн тонн в год. В настоящее время полностью завершены механические работы и значительный объем непредвиденных работ и пусконаладочные работы.

В сентябре 2023 года ТШО анонсировал планируемое общее увеличение стоимости проекта и сдвиг графика. Основные причины переноса запуска объектов — низкая производительность строительных и пусконаладочных работ и значительный объем непредвиденных работ (устранение дефектов).

Прогнозируемая дата запуска объектов: ПУУД — 2 квартал 2024 года, ПБР — 2 квартал 2025 года. Стоимость проекта ожидается на уровне 48,9 млрд долл. США.

По итогам 2023 года совокупные затраты по проекту ПБР/ПУУД составили 45,6 млрд долл. США, общий прогресс работ по проекту — 99,3 %.

С начала реализации проекта ПБР/ПУУД на закупки казахстанских товаров, работ и услуг ТШО израсходовано более 19 млрд долл. США.

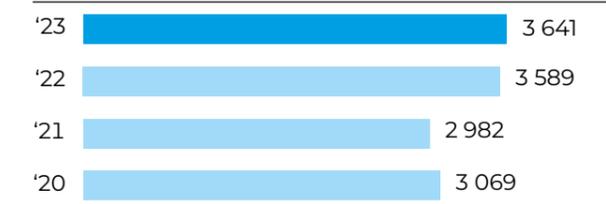
Добыча попутного газа, млн м³



Производство сжиженного углеводородного газа (СУГ), тыс. тонн



Закачка газа, млн м³

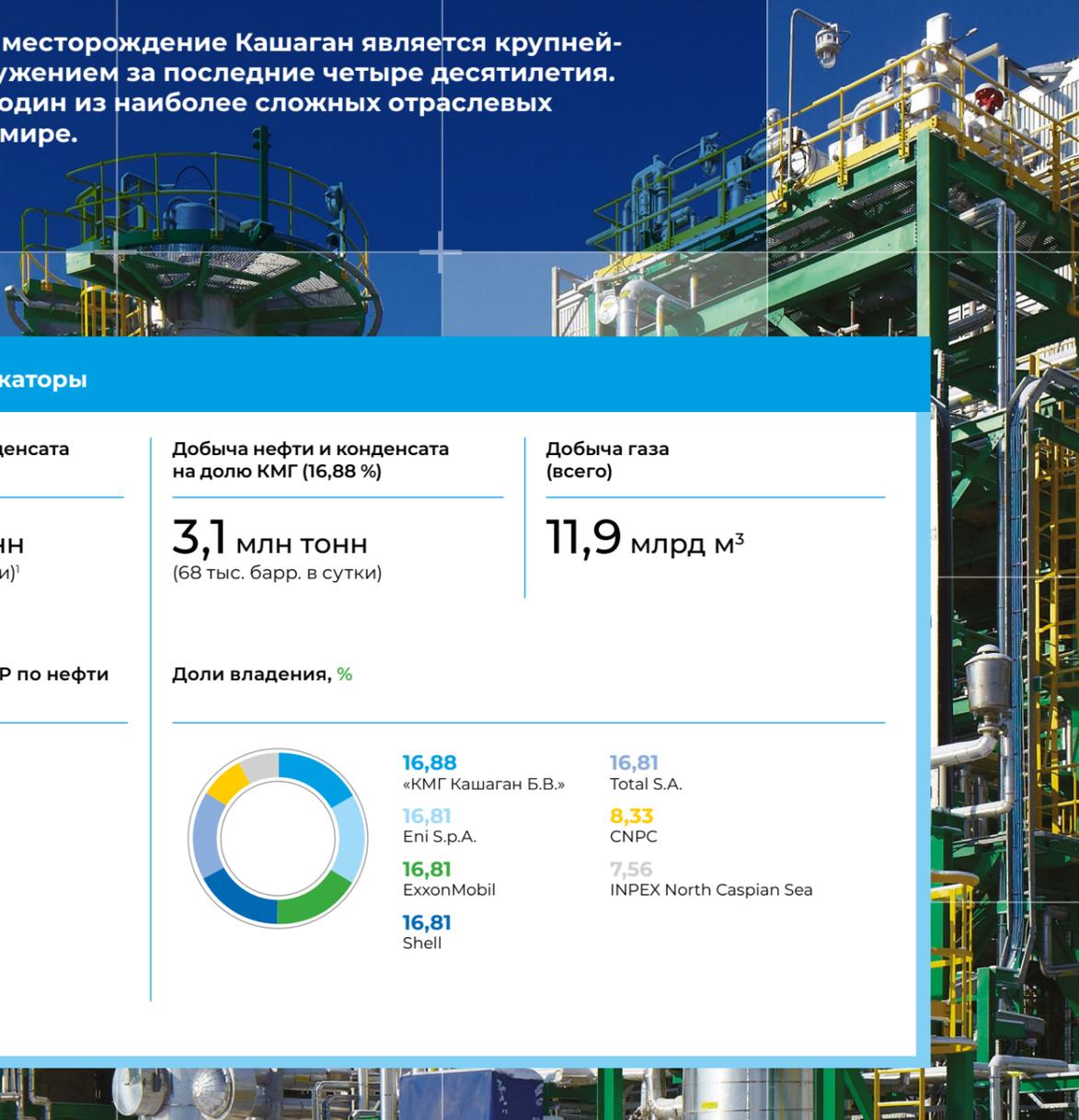


¹ 1 тонна = 7,98 барр.

Кашаган

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.

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



Ключевые индикаторы

Добыча нефти и конденсата в 2023 году (всего)

18,8 млн тонн
(408 тыс. барр. в сутки)¹

Кратность запасов 2P по нефти и конденсату

>97 лет

Оператор: НКОК

Добыча нефти и конденсата на долю КМГ (16,88 %)

3,1 млн тонн
(68 тыс. барр. в сутки)

Доли владения, %



Добыча газа (всего)

11,9 млрд м³

Компания	Доля (%)
Total S.A.	16,81
CNPC	8,33
INPEX North Caspian Sea	7,56

Северо-Каспийский проект — это первый крупномасштабный проект по освоению морских нефтегазовых месторождений в Казахстане. Он включает в себя три месторождения: Кашаган, Кайран и Актоты. 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, что, 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). В числе 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, из них шесть — нагнетательные, 33 — добывающие, одна скважина является мониторинговой.

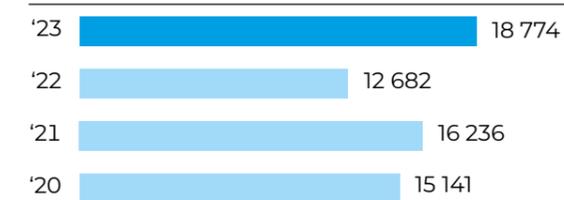
На текущий момент КМГ (через кооператив «КазМунайГаз» У.А.?) владеет компанией «КМГ Кашаган Б.В.», которая, в свою очередь, имеет долю участия в Северо-Каспийском проекте 16,88 %. Таким образом, косвенное владение КМГ составляет 16,88 %.

В рамках Северо-Каспийского проекта фактический объем добычи нефти за 2023 год составил 18,8 млн тонн, газа — 11,9 млрд м³, рост составил 121,8 и 123,8 % соответственно. Столь высокий рост добычи связан с увеличением 15 сентября 2022 года доли КМГ в проекте с 8,44 до 16,88 %, со стабильным производством в отчетном году без значимых внеплановых инцидентов и событий, учитывая плановый капитальный ремонт на морском и наземном комплексах в середине 2022 года и проведение ремонтно-восстановительных работ после обнаружения утечки газа на установке предварительного отбора газа (слагкетчере) в августе 2022 года. При этом в конце 2022 года был реализован проект «Пакет 1» (модернизация компрессоров обратной закачки газа), что позволило достигнуть уровня годовой добычи выше 17 млн тонн.

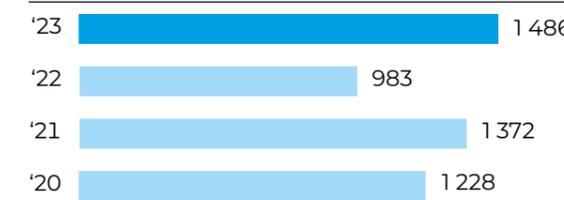
Согласно условиям СРПСК вся нефть, добытая на месторождении Кашаган, направляется на экспорт, в том числе и доля нефти КМГ. Добываемая нефть в основном экспортируется в Европу, Восточную Азию и Индию через порт Новороссийск, куда нефть доставляется по нефтепроводу КТК.

Производственная деятельность НКОК

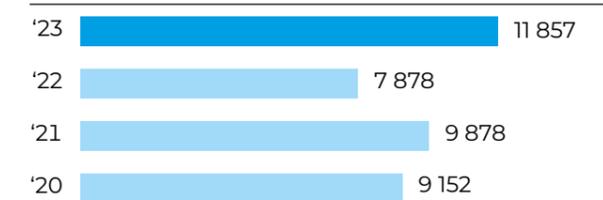
Добыча нефти, тыс. тонн



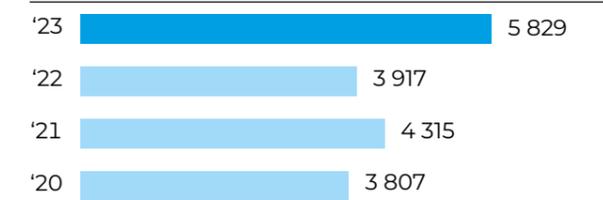
Производство серы, тыс. тонн



Добыча природного и попутного газа, млн м³



Закачка газа, млн м³



¹ 1 тонна = 7,9272 барр.

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

Арбитражный спор

Республика Казахстан и подрядные компании согласно Соглашению о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года (далее — СРПСК) имеют разногласия в отношении возмещаемости затрат, понесенных Консорциумом (Подрядными компаниями). Данный спор подлежит арбитражному урегулированию и/или урегулированию экспертом согласно СРПСК. Сформирован арбитражный трибунал. Ведется согласование графика разбирательств, после чего начнется обмен исковыми требованиями и возражениями.

Подрядные компании считают, что они действуют в соответствии с СРПСК, законодательством Казахстана, применимыми стандартами и передовой практикой.

Экологические проверки

Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (далее — Департамент экологии) была проведена проверка наземных объектов North Caspian Operating Company N.V., являющегося оператором по СРПСК (далее — Оператор). По результатам проверки Оператору было выдано предписание об устранении нарушений, в том числе в отношении размещения серы.

Оператор не согласился с результатами проверки и подал административный иск об оспаривании указанного предписания. 14 июня 2023 года Специализированный межрайонный административный суд (СМАС) г. Астаны вынес решение в пользу Оператора в отношении размещения серы. 27 февраля 2024 года СМАС г. Астаны, рассмотрев апелляционную жалобу Департамента экологии, принял решение не в пользу Оператора. Данное решение планируется обжаловать в Верховном суде. В случае привлечения Оператора к административной ответственности размер штрафов будет определен в соответствии с Административным кодексом Республики Казахстан.

Проекты на исполнении**ГПЗ 1 млрд м³ сырого газа в год — QazaqGas**

- Поставка 1 млрд м³ сырого газа на ГПЗ QG, что позволит увеличить добычу нефти на месторождении Кашаган до предполагаемого уровня 57 тыс. тонн в сутки (450 тыс. барр. в сутки).
- Прирост добычи нефти до конца срока СРП составит 18 млн тонн (~ 3 млн тонн на долю КМГ).
- Общий прогресс работ НКОК составляет 72,5 % при плане 68 %. Ведутся работы по укладке газопровода.
- Завершено изготовление трубного материала, он доставлен в Республику Казахстан. Начаты работы по укладке газопровода (завершено около 8 км). Изготовлен фискальный узел учета.
- Срок завершения — 2 квартал 2026 года. Он был продлен со стороны QG по причине переноса даты ввода в эксплуатацию ГПЗ.
- Стоимость по объему работы НКОК — 160,3 млн долл. США.

Новая установка очистки сточных вод

- Проект не является инвестиционным (то есть не имеет экономической выгоды), так как был инициирован с целью приведения в соответствие с требованиями экологических норм и лимитов концентрации загрязняющих веществ.
- Соответствие концентраций загрязняющих веществ (H₂S, железа, нефти, метанола, нерастворимых примесей) разрешенным лимитам.
- Общий прогресс составляет 99,7 % при плане 100 %. Ведется подготовка финального отчета.
- Установки введены в эксплуатацию.
- Отчет по закрытию проекта ожидается в 1 квартале 2024 года.
- Стоимость проекта — 216,6 млн долл. США.

Перспективы развития месторождения Кашаган

Проект строительства нового слагкетчера необходим для замены временного решения существующей реконфигурации слагкетчера. Ведутся работы по предбазовому проектированию.

- Проект инициирован с целью замены существующей временной установки слагкетчера на новый слагкетчер — с улучшением материала на антикоррозийный слой для обеспечения долгосрочного, безопасного и надежного производства.
- Планируется принятие инвестиционного решения и присуждение контракта ПЗС.
- Завершено базовое проектирование. Материалы с длительным сроком изготовления заказаны, начато изготовление.
- Предварительный план по замене — 4 квартал 2024 года.
- Оцениваемый бюджет — 307 млн долл. США.

Проекты на стадии изучения**Проект «Этап 2А»**

- Увеличение общей добычи нефти на месторождении Кашаган до 63 тыс. тонн в сутки (500 тыс. барр. в сутки) за счет поставки сырого газа на собственный планируемый ГПЗ мощностью 2,5 млрд м³ в год.
- Прирост добычи нефти до конца срока СРП планируется на уровне 36 млн тонн (~ 6 млн тонн на долю КМГК).
- Начаты работы по предбазовому проектированию в части строительства ГПЗ.
- Прогноз по сроку ввода предварительно — 2029–2030 годы.
- Общая стоимость подлежит определению.

Проект «Этап 2Б»

- Увеличение добычи на 26,5 тыс. тонн в сутки (210 тыс. барр. в сутки) с достижением общего уровня добычи 89 тыс. тонн в сутки (710 тыс. барр. в сутки) за счет добычи попутного газа в объеме 6 млрд м³ в год.
- Прирост добычи нефти подлежит уточнению ввиду необходимости определения сроков реализации.
- Изучается возможность варианта синергии с месторождением Тенгиз. Оператором и КМГК были разработаны допущения по входным параметрам для проработки с инженерным подрядчиком (ТКJV).
- Оператор завершил предбазовое проектирование для поставки сырого газа на завод третьей стороны. Из-за отсутствия определенности по выбору третьей стороны переход на базовое проектирование был отложен.
- Прогноз срока ввода и общей стоимости подлежит проработке.

Проект коммерциализации сжиженного углеводородного газа

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 решения по финансированию будет возможно после подтверждения экономической целесообразности проекта и согласования.



Карачаганак

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

Одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире.

Ключевые индикаторы

Добыча жидких углеводородов (стабильных)¹ (всего)

10,9 млн тонн
(234 тыс. барр. в сутки)²

Кратность 2Р запасов по нефти и конденсату

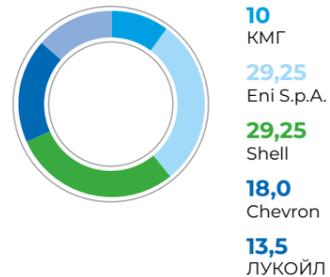
>23 лет

Оператор: Компании Royal Dutch Shell и Eni S.p.A. являются совместными операторами Карачаганакского месторождения (КПО)

Добыча жидких углеводородов (стабильных), относящаяся на долю КМГ (10 %)

1 086 млн тонн
(23 тыс. барр. в сутки)

Доли владения, %



Добыча газа (всего)

22,4 млрд м³

Перспективы развития

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

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

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

- КПК — Карачаганакский перерабатывающий комплекс 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 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 в северо-восточной части месторождения, разделяет и частично стабилизирует жидкие углеводороды и газ перед отправкой на экспорт.

В течение 2023 года эксплуатационный фонд скважин составил 160 добывающих и 20 нагнетательных скважин.

В 2023 году на месторождении Карачаганак было добыто 10 858 тыс. тонн жидких углеводородов (включая долю КМГ — 1 086 тыс. тонн), что больше на 7,1 %, и 22 385 млн м³ газа (включая долю КМГ — 2 239 млн м³), что больше на 15,1 % по сравнению с уровнем добычи годом ранее. Положительное влияние на операционную деятельность по месторождению Карачаганак оказало увеличение возможности приема сырого газа со стороны Оренбургского газоперерабатывающего завода, которое привело к росту добычи нефти и конденсата. Также стоит отметить, что в 2022 году был проведен планово-предупредительный ремонт на технологических установках ОГЗ, что привело к сокращению приема сырого газа.

Арбитражный спор

Республика Казахстан и подрядные компании согласно окончательному Соглашению о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения от 18 ноября 1997 года (далее — ОСРП) имеют ряд разногласий относительно применения определенных положений ОСРП, которые подлежат арбитражному урегулированию. Подрядные компании считают, что они действуют в соответствии с ОСРП, законодательством Республики Казахстан, применимыми стандартами и передовой практикой.

В настоящее время сформирован арбитражный трибунал. Ведется согласование графика разбирательств, после чего начнется обмен исковыми требованиями и возражениями.

Производственная деятельность КПО

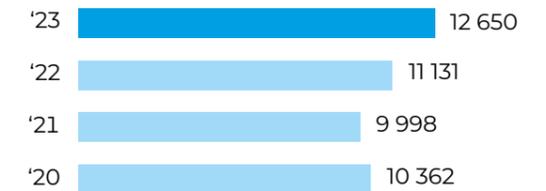
Добыча газа, млн м³



Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн



Закачка газа, млн м³



Согласно уведомлению Оператора от 13 апреля 2023 года КМГ-К в соответствии с Соглашением о совместной деятельности (ССД) исключен из переговорного процесса ввиду конфликта интересов.

Перспективы развития месторождения Карачаганак

ПРК-1А, 5-й компрессор обратной закачки газа

5-й компрессор представляет собой первый этап объема работ Проекта расширения Карачаганак (далее ПРК-1), включающий строительство компрессора обратной закачки газа и других сопутствующих установок. В рамках ПРК-1А планируется задействовать имеющиеся объекты по осушке, установленные в ходе реализации проекта по снятию производственных ограничений по газу на Карачаганакском перерабатывающем комплексе для увеличения мощности по обратной закачке газа, и интегрировать строящиеся в рамках проекта объекты с существующими системами, инженерными сетями и производственными установками. Такой подход позволяет получить эффект синергии за счет интеграции и снизить капитальные затраты.

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.

Выполняются строительно-монтажные и предварительные пусконаладочные работы. Отклонений и несоответствий плановым показателям нет.

По состоянию на 1 января 2023 года фактические затраты составили 685,7 млн долл. США при плане 638,9 млн долл. США. Прогресс работ на стадии Execute составляет 93,33 % при плане 94,4 % (P50). Ввод в эксплуатацию проекта намечен на 4 квартал 2024 года. Прогноз по затратам на дату завершения проекта составляет 809,6 млн долл. США.

ПРК-1Б, 6-й компрессор обратной закачки газа

6-й компрессор представляет собой второй этап объема работ ПРК-1, который включает в себя компрессор обратной закачки газа, установку по осушке газа, расширение системы сбора и другие сопутствующие объекты. Целью 6-го компрессора, как и 5-го, является увеличение объемов добываемых жидких углеводородов путем максимального использования производственных мощностей существующих установок.

Выполняются запланированные строительно-монтажные работы.

По состоянию на конец 2023 года фактические затраты составили 178,4 млн долл. США при плане 162,8 млн долл. США. Прогресс работ на стадии Execute составляет 35,3 % при плане 12,9 % (P50). Ввод в эксплуатацию проекта намечен на 4 квартал 2026 года. Прогноз по затратам на дату завершения проекта составляет 585,8 млн долл. США.

Коммерциализация газа

Цель проекта — создание экономической ценности путем:

- монетизации добываемого газа и его продуктов переработки (СУГ);
- увеличения добычи конденсата;
- вклада в обеспечение энергетической независимости Республики Казахстан.

Концепция проекта предполагает производство товарного газа в объеме около 3,8 млрд м³ / год, в том числе до 0,6 млрд м³ / год в виде очищенного газа для производственных нужд «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.». Транспортировку товарного газа в объеме порядка 3,2 млрд м³ / год планируется осуществлять через действующий газопровод Карачаганак — Уральск с последующей реализацией через АО НК QazaqGaz.

Проект находится на этапе жизненного цикла «Выбор». В настоящее время проводится тендер на оказание услуг FEED + EPC по строительству ГПЗ. До конца 2024 года планируется решить следующие ключевые задачи:

- обеспечение приемлемых для партнеров экономических параметров проекта;
- достижение и заключение коммерческих договоренностей по продаже газа;
- согласование логистических маршрутов и заключение коммерческих договоренностей с потенциальными покупателями СУГ;

- внесение и утверждение изменений в проектные документы (проект разработки месторождения, оценка воздействия на окружающую среду).

Предварительная сметная стоимость строительства ГПЗ на 4,5 млрд м³ / год — 3,2 млрд долл. США. Ввод в эксплуатацию — 2028 год.

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 операционных активах сократился на 1,5 %, до 13 559 тыс. тонн (269 тыс. барр. в сутки). Аварийные отключения электроэнергии и ограничения мощности со стороны Мангистауского атомного энергокомбината (МАЭК) с июля по сентябрь отчетного года значительно повлияли на снижение добычи на месторождениях АО «Озенмунайгаз» и ряда других месторождений. Также снижение добычи наблюдается на зрелых месторождениях в результате естественного падения добычи. При этом падение частично нивелировалось за счет роста добычи нефти на АО «Эмбамунайгаз», где прошли успешные геолого-технические мероприятия на зрелых месторождениях и был произведен ввод в разработку Восточного крыла месторождений С. Нуржанов и Узз Северное.

Дунга

В ноябре 2023 года завершилась сделка по приобретению КМГ у TotalEnergies EP Danmark A/S (дочерняя компания TotalEnergies S.E.) 100 % акций в уставном капитале компании Total E&P Dunga GmbH, владеющей правом недропользования в проекте «Дунга». Таким образом, доля КМГ в проекте недропользования «Дунга» составляет 60 %. Согласно условиям сделки принято решение изменить название компании на Dunga Operating GmbH.

Проект «Дунга» реализуется в рамках договора о разделе продукции от 1 мая 1994 года (ДРП), заключенного между Oman Oil Company Limited и Правительством Казахстана.

Ключевые индикаторы

- Месторождение Дунга находится в Мангистауской области, в 50 км от г. Актау.
- Извлекаемые запасы нефти — 24 662 тыс. тонн по категории В + С1, 3 028 тыс. тонн по категории С2.
- Запасы газа — 1 601 млн м³ по категории С1, 1 039 млн м³ по категории С2.

Производственные данные

- Фактическая добыча нефти и конденсата в 2023 году составила 546,9 тыс. тонн, при этом добыча с момента вхождения в проект КМГ (20 ноября 2023 года) составила 39,9 тыс. тонн с учетом доли КМГ. Добыча газа с момента вхождения КМГ в проект составила 2 701 тыс. м³ с учетом доли КМГ.

Фазы разработки

- Фаза 1 (2000–2012): 26 скважин.
- Фаза 2 (2012–2015): +170 скважин пробурено; 109 подключены к добыче.
- Фаза 3 (2015–2024): расширение поверхностной инфраструктуры + 61 подключение к добыче оставшихся скважин.

Основной целью фазы 3 является увеличение потенциала месторождения и продление периода пиковой добычи.

В объем фазы 3 входят:

- подключение 61 уже пробуренной аптской скважины шестью магистральными трубопроводами;
- установка новых основных и топливных компрессионных пакетов.
- преобразование до 45 инжекторов;
- замена трубопровода морской воды от SWIS для увеличения мощности до 20 тыс. баррелей в сутки;
- замена экспортного нефтепровода;
- расширенные системы утилит и поддержки.

Проект реабилитации месторождений Узень и Карамандыбас АО «Озенмунайгаз»

В 2023 году начат проект реабилитации месторождений Узень и Карамандыбас.

- В ОМГ сформирована проектная команда из группы опытных производственников ОМГ и научных специалистов ТОО «КМГ Инжиниринг».
- В первый год финансирование проекта проводилось за счет собственных средств КМГ.
- 26 февраля 2024 года Министерством национальной экономики Республики Казахстан был вынесен вопрос на заседании Республиканской бюджетной комиссии страны для дальнейшего принятия постановления Правительства Республики Казахстан «О применении льготных ставок по НДСПИ ОМГ на 2024–2036 годы».

Цель проекта

- Прирост суммарной добычи на 19 млн тонн за период 2024–2036 годов.
- Ежегодное реинвестирование высвобождаемых средств от налоговых льгот на бурение новых скважин, применение новых технологий по увеличению нефтеотдачи пластов и модернизации наземной инфраструктуры на месторождениях Узень и Карамандыбас.
- Сохранение занятости для более чем 10 тыс. человек и рост налоговых поступлений в бюджет республики.

Выполненные работы за 2023 год по проекту реабилитации месторождений Узень и Карамандыбас АО «Озенмунайгаз»

- Бурение 23 новых добывающих скважин.
- Гидроразрыв пласта на 15 скважинах.
- Спуск электроцентробежных насосов (УЭЦН) ТОО «Куду Индастриз Казахстан» (дочерняя компания «Шлюмберже») на 83 скважинах с суточным приростом более 100 тонн.
- Заключены договоры с ТОО «Везерфорд Ойлфилд Сервисез» и ТОО «Куду Индастриз Казахстан» по поставке штанговых винтовых насосов (ШВН) на 2024 год.
- Разработана ПСД по объекту «Модернизация цеха по ремонту и диагностике подземного оборудования (ЦДРПО)».

Планы на 2024 год

- В 2024 году по проекту предусмотрено выполнение комплексных мероприятий с ожидаемой добычей нефти 135 тыс. тонн:
- бурение 31 скважины и выполнение геолого-технических мероприятий на скважинах;
- внедрение новых технологий по повышению нефтеотдачи пластов (радиальное бурение, термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважин и др.);
- опытно-промышленное испытание (ОПИ) по полимерному заводнению на одном пилотном участке для увеличения конечной нефтеотдачи;
- закачка объемных полимерных составов на нагнетательных скважинах по технологии выравнивания профиля приемистости для регулирования роста обводненности скважинной продукции;
- мероприятия по увеличению межремонтного периода (МРП) добывающих скважин (спуск УЭЦН до 200 скважин, спуск НКТ с защитным покрытием и износоустойчивыми штангами, спуск ШВН);
- реконструкция двух БКНС, модернизация наземной инфраструктуры месторождений;
- мероприятия по переходу с морской на альб-сеноманскую воду для технологических нужд, поддержания пластового давления (бурение водозаборных скважин и др.).

В 2025 году рассматривается бурение сложных горизонтальных скважин с применением новейшей геонавигации на пилотном участке месторождения Узень.

О проблемах с энергообеспечением объектов КМГ

Систематические аварийные отключения электроэнергии энерговырабатывающих и энергопередающих организаций приводят к существенным потерям нефти нефтедобывающих предприятий и, как следствие, невозполнимым экономическим потерям. Значительное негативное влияние на операционную деятельность КМГ в отчетном году оказали масштабные отключения и ограничения мощности потребляемой электроэнергии сторонними организациями — МАЭК и Мангистауской региональной электросетевой компанией (МРЭК). Вследствие аварийного отключения электроэнергии произошла остановка оборудования на месторождениях четырех нефтедобывающих компаний АО «КазМунайГаз» (АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай», АО «Эмбамунайгаз»). В целом за 2023 год наблюдалась негативная тенденция по увеличению количества и масштаба отключений электроэнергии, что суммарно привело к потерям нефти.

Большая часть ежедневных отключений и ограничений мощности электроэнергии произошла во втором полугодии, в том числе:

- с 3 по 24 июля;
- с 4 по 25 августа;
- с 23 по 29 сентября;
- с 13 по 31 октября.

В целом за 2023 год произошло 347 отключений. Общее количество простаивающих скважин превысило 330 тыс., потери нефти — более 511 тыс. тонн.

В целях обеспечения энергетической безопасности и бесперебойного электроснабжения нефтепромысловых объектов ДЗО КМГ принимаются следующие меры:

- реализация проекта гибридной электростанции с ВИЭ (ветер + солнце) и газовой станции;
- для гарантии надежности электроснабжения потребителей западной зоны АО «КЕГОС» реализуется проект «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС РК. Строительство электросетевых объектов»;

- постановлением Правительства Республики Казахстан для проведения ремонтных работ на МАЭК выделено 4,9 млрд тенге;
- введение в эксплуатацию резервной газотурбинной установки (ГТУ) ММГ (Siemens), согласно плану по параллельной работе ГТУ-1 и ГТУ-2 (ГТЭС 2×45 МВт) месторождения Каламкас, для обеспечения электроэнергией объектов месторождений Каламкас и Жетыбай при аварийных ситуациях.

Строительство гибридной электростанции в Мангистауской области

1 июня 2023 года совместным Управляющим комитетом КМГ и Eni S.p.A. утверждены итоги технико-экономического обоснования по реализации проекта (далее — ТЭО). По результатам ТЭО:

- определена территория застройки под проект;
- разработан предварительный план размещения объектов (СЭС, ВЭС и газовой электростанции);
- зарезервирован земельный участок для проекта;
- определена точка подключения к существующей сети электроснабжения.

27 марта 2023 года по итогам рассмотрения в Инвестиционном комитете КМГ проект включен в инвестиционный портфель КМГ и одобрен для дальнейшей реализации.

8 июня 2023 года на встрече с участием Главы Государства К.К. Токаева между КМГ и Eni S.p.A. подписано соглашение о принципах реализации проекта.

В октябре 2023 года завершена ветровая компания. Закончен этап FEED, осуществляется сбор полного пакета документации.

Разработана схема выдачи мощности (СВМ) для проекта. СВМ находится на стадии согласования с системным оператором (АО «КЕГОС»). После согласования СВМ ожидается выдача технических условий от региональной электросетевой компании АО «МРЭК».

ДЗО	Итого	
	Общее количество отключений	Общий недобор в добыче нефти, тыс. тонн
АО «Мангистаумунайгаз»	87	97,120
АО «Озенмунайгаз»	86	294,067
АО «Каражанбасмунай»	81	105,897
АО «Эмбамунайгаз»	93	14,438
Всего	347	511,522

КМГ и Eni S.p.A. совместно ведут проработку вариантов коммерческой схемы. Предложены законодательные инициативы в части включения энергопроизводящей и энергоснабжающей организаций (ЭПО/ЭСО) как провайдера баланса ВИЭ и единого окна по продаже электроэнергии от ВИЭ с целью расширения круга покупателей и включения в периметр проекта ММГ и КБМ.

15 декабря 2023 года проведено заседание Инвестиционного комитета, принято окончательное инвестиционное решение (ОИР) КМГ по проекту.

Тендерные процедуры по проекту находятся в процессе завершения. В 1 квартале 2024 года планируется создание двух совместных предприятий и начало реализации проекта.

Планируемый ввод объектов: СЭС — 1 квартал 2025 года, ВЭС — 3 квартал 2025 года, газовая электростанция — 3 квартал 2025 года. Выход проекта на полную мощность запланирован на октябрь 2025 года.

Мощность гибридной электростанции: СЭС — 50 МВт, ВЭС — 77 МВт, газовая станция — 120 МВт.

Фонд скважин

Общий фонд скважин под операционным управлением в 2023 году составил 17 540 ед., из них 13 160 ед. приходится на переходящий фонд скважин. Большая часть объема добычи нефти и конденсата приходится на добычу от переходящего фонда скважин.

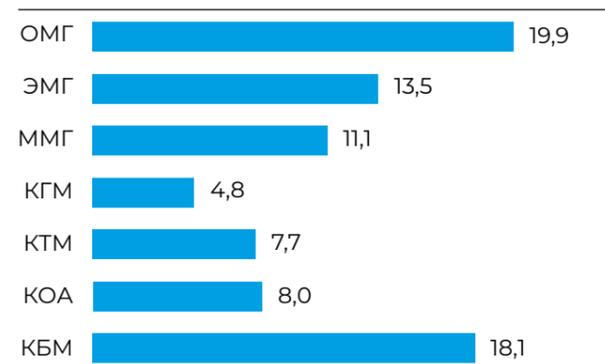
48 ед.

количество вовлеченных буровых установок

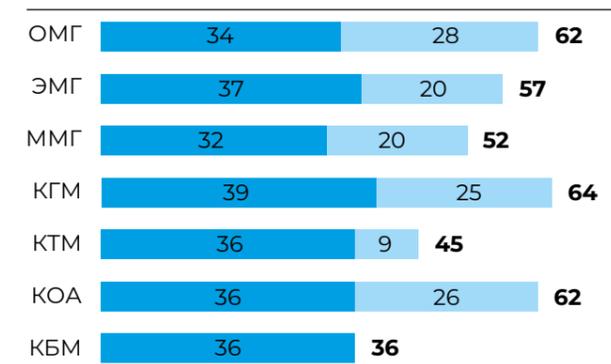
Количество скважин, операционные активы КМГ, ед.

Показатель	2021	2022	2023
Новые скважины	475	523	575
Переходящий фонд скважин, в том числе простаивающие	11 206	12 696	13 160
	781	649	771
Нагнетательные	3 400	3 485	3 805
			341
Итого по операционным активам КМГ	15 081	16 704	17 540

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



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



■ На экспорт
■ На внутренний рынок

Добыча и производство газа

Объем добычи природного и попутного газа в 2023 году увеличился на 14,8 % — до 9 459 млн м³. При этом 2 055 млн м³ (22 %) приходится на долю операционных активов, 7 403 млн м³ (78 %) — на долю мегапроектов.

Показатели добычи 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 2023 году составил 5 130 млн м³, из которых 1 711 млн м³ — за счет операционных активов, 3 419 млн м³ — за счет мегапроектов. По сравнению с 2022 годом производство товарного газа КМГ кумулятивно увеличилось на 601 млн м³, или на 13 %.

Добыча природного и попутного газа, млн м³

Показатель	2021	2022	2023
Добыча природного и попутного газа по активам на долю КМГ	8 081	8 241	9 459
Операционные активы	2 411	2 190	2 055
■ ОМГ	665	623	596
■ ЭМГ	202	213	217
■ ММГ	376	431	427
■ КГМ	185	115	129
■ КБМ	31	33	33
■ ПКИ	125	127	112
■ КОА	412	430	402
■ КТМ	167	197	127
■ ТОО «Амангельды Газ»	224	—	—
■ УО	24	21	9
■ Дунга			3
■ УОГ			2
Мегапроекты	5 669	6 051	7 403
■ ТШО	2 953	3 229	3 202
■ «КМГ Кашаган Б.В.»	818	877	1 963
■ «КМГ Карачаганак»	1 898	1 944	2 239

Производство товарного газа по операционным активам КМГ, млн м³

Показатель	2021	2022	2023
ОМГ + КазГПЗ ¹	636	496	689
ММГ (ПУ «Жетыбаймунайгаз»)	172	156	239
КГМ	303	182	203
КОА	383	374	338
ЭМГ	145	164	171
КТМ	121	144	71
ПКИ	0	0	0
Всего по операционным активам	1 760	1 516	1 711

¹ Сырой газ с ОМГ и ПУ «Жетыбаймунайгаз» ММГ поставляется на КазГПЗ.

Производство товарного газа по мегапроектам (на долю КМГ), млн м³

Показатель	2021	2022	2023
Тенгиз	1743	1907	1881
Карачаганак ²	818	745	881
Кашаган	304	263	657
Всего по мегапроектам	2 865	3 013	3 419

Казахский газоперерабатывающий завод

Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ) производит товарный газ на основе сырья, полученного от других операционных активов КМГ и от компаний-недропользователей, которые не производят товарный газ самостоятельно.

КазГПЗ является первым построенным газоперерабатывающим заводом Казахстана и единственным заводом в Мангистауской области. Первая очередь завода была введена в строй в 1973 году, в 1976 году — вторая, что позволило довести переработку газа до 1,5 млрд м³ в год. Монтаж и ввод в эксплуатацию всех технологических установок, предусмотренных проектом, был завершен в 1980 году. Установка серочистки и установка получения 95 %-ной этановой фракции были построены в 1978–1979 годах.

В 2022 году, согласно проекту «Строительство компрессорной установки на территории компрессорного цеха ТОО «КазГПЗ», проведена замена морально устаревших и технически предельно изношенных ГМК на современные поршневые компрессоры марки Ariel модели KBK4 с газопоршневым приводом марки Waukesha L7044GSI S5 по приему попутного нефтяного и природного газа. Это строительство положительно повлияло на увеличение объемов принимаемого на переработку сырого газа и позволило увеличить количество производимой готовой продукции.

КазГПЗ осуществляет прием и переработку попутного нефтяного и природного газа с месторождений АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» и ТОО Tenge Oil & Gas,

переработку газового конденсата с газоконденсатных месторождений АО «Озенмунайгаз» и широкой фракции легких углеводородов с месторождений ТОО «Каракудукмунай», ТОО «Кен-Сары» путем закупки сырья у вышеназванных компаний-недропользователей.

На сегодняшний день КазГПЗ занимает важное место в территориально-производственном комплексе Мангистауской области и обеспечивает население и производственные объекты области сжиженным газом, товарным сухим газом и бытовым печным топливом.

Строительство нового газоперерабатывающего завода в г. Жанаозен

Проект строительства ГПЗ в г. Жанаозен с целью полной замены действующего ГПЗ, который был введен в эксплуатацию в 1973 году, направлен на переработку попутного нефтяного и природного газа, добываемых на месторождениях Мангистауской области, с целью обеспечения населения и промышленных предприятий этого региона промышленными и социально значимыми продуктами газопереработки, такими как сжиженный нефтяной газ, сухой (товарный) газ и пентан-гексановая фракция.

Предусмотренная вводимая мощность составляет 900 млн м³ в год попутного нефтяного и природного газа. Также учтены номинальные приемные мощности по ШФЛУ (40 тыс. тонн в год) и газовому конденсату (5 тыс. тонн в год). Предполагаемый срок ввода объекта в эксплуатацию — 2026 год.

² Объемы поставки сырого газа на ОГПЗ.



Развитие газового сегмента

В послании Главы Государства народу Казахстана от 1 сентября 2023 года было поручено активизировать строительство ГПЗ, осуществить полное вовлечение в оборот имеющихся перерабатывающих мощностей, а также привлечение инвестиций в разведку и освоение новых газовых месторождений.

Газификация страны и увеличение внутреннего потребления газа за последние годы стали одними из драйверов развития экономики и показали необходимость продолжения наращивания газовых ресурсов. Учитывая это, увеличение ресурсов газа в данный момент является первоочередной задачей для КМГ, для чего и была создана новая структура по газовым проектам внутри Компании.

На сегодня обозначены ключевые параметры Газовой стратегии в отношении действующих месторождений, добывающих попутный и природный газ, и новых нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений (далее — Газовая стратегия КМГ), в частности:

- анализ текущей ситуации по техническим и экономическим параметрам добычи, транспортировки и переработки газа в ДЗО;
- рациональное использование газа и повышение энергоэффективности;

- увеличение объемов добычи газа и выпускаемой готовой продукции (товарный газ, сжиженный нефтяной газ);
- перспективные направления для монетизации газа (выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью).

Разработка Газовой стратегии КМГ требует детальной проработки каждого ключевого параметра, по итогам чего будут определены мероприятия по улучшению технико-технологических показателей производственных объектов и экономических показателей.

Также будут предложены проекты по дальнейшей переработке газа с выпуском продукции с высокой добавленной стоимостью.

Ввод в эксплуатацию новых газовых месторождений

10 мая отчетного года дочернее предприятие КМГ — ТОО «СП «Казгермунай» — начало поставку газа для потребителей Кызылординской области с месторождения Аксай Южный. Выработка и поставка товарного газа с месторождений ТОО «СП «Казгермунай» будут увеличены с текущих 200 млн до 300 млн м³ газа в год. Месторождение разрабатывается компанией «Казгермунай», где АО «НК «КазМунайГаз» принадлежит 50 %.

4 декабря 2023 года дочернее предприятие КМГ (100 %) — ТОО «Урихтау Оперейтинг» — осуществило ввод в промышленную эксплуатацию месторождения Восточный Урихтау, в котором впервые в Республике Казахстан применяется улучшенный модельный контракт. По итогам 2023 года объем добычи нефти и газа составил 19,7 тыс. тонн нефти и 9,2 млн м³ газа. До сентября 2024 года планируется обустроить и запустить скважины ВУ-5 и 6.

21 декабря 2023 года ТОО «Урал Ойл энд Газ», 50 % в котором принадлежат КМГ, ввело в промышленную эксплуатацию газоконденсатное месторождение Рожковское в Западно-Казахстанской области. По итогам 2023 года доля КМГ (50 %) по объему добычи газа и конденсата составила 1,6 млн м³ газа и 1,2 тыс. тонн конденсата.

При выходе на максимальный уровень добыча составит около 1 млрд м³ газа и более 500 тыс. тонн конденсата в год, производство сжиженного углеводородного газа — свыше 150 тыс. тонн в год. Подача сырого газа с месторождения будет

осуществляться на газоперерабатывающие мощности ТОО «Жаикмунай», после чего товарный газ будет поставляться на внутренний рынок.

Проект обустройства месторождения Рожковское разделен на две фазы.

Обустройство по фазе-1 (А, В) предполагает запуск пяти скважин (У-10, У-12, У-21, У-23, У-26), по фазе-2 — запуск четырех скважин (с консервации).

По фазе-1 (А, В) скважина У-21 запущена в эксплуатацию, по фазе-1 (В) поочередное обустройство остальных четырех скважин (по мере готовности) ожидается до 3 квартала 2024 года с ориентировочными датами:

- 1) скважина У-10 — к 10 июня 2024 года;
- 2) скважина У-12 — к 12 июня 2024 года;
- 3) скважина У-23 — к 20 июля 2024 года;
- 4) скважина У-26 — к 19 августа 2024 года.

По фазе-2 разработан детальный план-график обустройства и запуска четырех скважин (с консервации), ввод в эксплуатацию которых ожидается в 2027 году.