

ДОБЫЧА

В 2021 году КМГ продолжал соблюдать взятые Казахстаном обязательства по ограничению добычи в рамках соглашения ОПЕК+ как меры для стабилизации мирового спроса и цены на нефть.

С целью сохранения социальной стабильности и для обеспечения финансовой устойчивости в отдельных регионах присутствия проводились работы с Министерством энергетики Республики Казахстан по перераспределению ограничения добычи нефти внутри Группы компаний КМГ.

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

КМГ участвует в трех самых крупных в Казахстане проектах по добыче нефти и конденсата: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган с долями 20, 10 и 8,44% 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, ЛУКОЙЛ.

Добывающие активы, %

Операционные активы	Доля КМГ
АО «Озенмунайгаз» ¹	100
АО «Эмбамунайгаз»	100
АО «Мангистаумунайгаз»	50
АО «Каражанбасмунай»	50
ТОО «СП «Казгермунай»	50
АО «ПетроКазахстан Инк.»	33
ТОО «Казахтуркмунай»	100
ТОО «Казахойл Актобе»	50
ТОО «Амангельды Газ» (конденсат)	100
ТОО «Урихтау Оперейтинг»	100
Неоперационные активы (мегапроекты)	
ТОО «Тенгизшевройл»	20
«Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»	8,44
«Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.»	10

¹ Включает также ТОО «КазГПЗ» (конденсат).





Добыча нефти

КМГ в 2021 году в рамках достигнутых Республикой Казахстан договоренностей по сокращению добычи нефти в формате ОПЕК+ сократил объем добычи нефти и конденсата на 900 тыс. тонн относительно ранее запланированных объемов на год. Общий уровень добычи составил 21,6 млн тонн, или 444 тыс. барр. в сутки, что на 0,5% меньше прошлогодних показателей. Тем не менее КМГ остается национальным

лидером в нефтегазовой отрасли Казахстана, на его долю приходится третья часть всей добываемой нефти и конденсата в стране.

КМГ имеет сбалансированный портфель добывающих активов, обладающий существенным потенциалом роста. Доли операционных и мегапроектов по добыче нефти и конденсата составили 64% (14 млн тонн) и 36% (7,7 млн тонн) соответственно.

Добыча нефти и газоконденсата, тыс. тонн

Показатель	2019	2020	2021
Объем добычи нефти и газоконденсата	23 618	21 752	21 654
Операционные активы	15 476	14 113	13 965
АО «Озенмунайгаз»	5 586	5 347	5 332
АО «Эмбамунайгаз»	2 900	2 601	2 522
АО «Мангистаумунайгаз»	3 204	2 977	2 944
ТОО «СП «Казгермунай»	1 114	778	727
АО «Каражанбасмунай»	1 082	1 001	1 048
АО «ПетроКазахстан Инк.»	844	661	600
ТОО «Казахойл Актобе»	320	295	298
ТОО «Казахтуркмунай»	409	432	434
ТОО «Амангельды Газ» (КТГ)	17	15	14
ТОО «Урихтау Оперейтинг»	0	6	47
Мегапроекты	8 142	7 639	7 654
ТОО «Тенгизшевройл»	5 958	5 292	5 311
ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.»	1 169	1 253	1 344
ТОО «КМГ Карачаганак»	1 015	1 094	1 034

Добыча нефти и газоконденсата, тыс. барр. в сутки

Показатель	2019	2020	2021
Объем добычи нефти и газоконденсата²	485	445	444
Операционные активы	307	279	277
АО «Озенмунайгаз»	111	106	106
АО «Эмбамунайгаз»	58	52	50
АО «Мангистаумунайгаз»	63	59	58
ТОО «СП «Казгермунай»	23	16	15
АО «Каражанбасмунай»	20	18	19
АО «ПетроКазахстан Инк.»	18	14	16
ТОО «Казахойл Актобе»	7	6	6
ТОО «Казахтуркмунай»	8	9	9
Мегапроекты	178	166	168
ТОО «Тенгизшевройл»	130	115	116
ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.»	25	27	29
ТОО «КМГ Карачаганак»	22	23	22

² При допущении средневзвешенных индивидуальных коэффициентов баррелизации по каждому активу.

Плановый и фактический уровни добычи с учетом сокращений ОПЕК+, тыс. тонн

Показатель	2021		
	План добычи	Факт с учетом сокращения в рамках ОПЕК+	Расхождение
Объем добычи нефти и газоконденсата	22 588	21 654	-934
Операционные активы	14 471	13 965	-506
Мегапроекты	8 117	7 688	-429

Параметры добывающего направления активов КМГ

Активы	Пористость	Плотность в градусах API	Содержание серы, %	Количество месторождений	Средний дебит новых скважин, тонн в сутки	Средний дебит скважин переходящего фонда скважин, тонн в сутки	Коэффициент баррелизации нефти, барр. за тонну
Озенмунайгаз	0,19	36,51	0,14	2,00	11,20	4,20	7,23
Эмбамунайгаз	0,27	32,03	0,62	33,00	12,20	3,70	7,30
Каражанбасмунай	0,32	19,81	2,00	1,00	2,13	2,13	6,68
Казгермунай	0,26	39,95	0,10	5,00	19,50	28,30	7,38
ПетроКазахстан Инк.	0,09–0,30	51,25	0,03–0,08	19,00	11,00–18,20	0,90–30,40	7,75
Мангистаумунайгаз	0,14	30,77	0,20	15,00	9,70	5,00	7,23
Казахойл Актобе	0,085	38,89	1,12	2,00	45,30	16,30	7,516
Казахтуркмунай	0,14	36,12	3,17	6,00	—	39,40	7,21
Урихтау Оперейтинг	0,10	41,70	0,70	3,00	46,50	75,10	7,717



Технические характеристики добываемой нефти КМГ существенно отличаются от региона к региону. Самая тяжелая нефть среди операционных активов добывается АО «Каражанбасмунай», с коэффициентом баррелизации 6,68 барр. на тонну. Самая

легкая — АО «ПетроКазахстан Инк.» с коэффициентом баррелизации 7,75 барр. на тонну.

Качество сырой нефти можно определить по двум основным параметрам: высокая плотность в градусах API и низкое содержание

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, Кушинг)	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

Проекты мирового масштаба КМГ разрабатывает совместно с международными нефтегазовыми компаниями.

Тенгиз

Жемчужина нефтегазовой отрасли Казахстана, сверхгигантское нефтяное месторождение, не имеющее аналогов в мире.

Соглашение по проекту ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО, Тенгиз) 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.

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 самым глубоким в мире крупнейшим нефтяным месторождением.

В настоящее время добыча и подготовка нефти осуществляются на современных производственных



Добыча нефти (всего)	26 553 тыс. тонн (580 тыс. барр. в сутки) ¹
Добыча нефти на долю КМГ (20%)	5 311 тыс. тонн (116 тыс. барр. в сутки)
Перспективы развития	Реализация ПБР/ПУУД стоимостью 45,2 млрд долл. США позволит увеличить объем добычи нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн в год
Кратность запасов нефти 2Р	Более 20 лет
Добыча попутного газа (всего). Объем включает газ на собственные нужды Компании и обратную закачку газа	14,8 млрд м ³
Доли владения	КМГ (20%), Chevron (50%), Exxon Mobil (25%), ЛУКОЙЛ (5%)
Оператор	ТОО «Тенгизшевройл»

объектах с высокими показателями надежности: комплексные технологические линии (КТЛ — 13,48 млн тонн переработанной нефти в 2021 году), завод второго поколения (ЗВП — 13,07 млн тонн переработанной нефти в 2021 году) и закачка сырого газа (ЗСГ — 2,98 млрд м³ в 2021 году). На сегодняшний день фонд скважин включает 200 эксплуатационных

скважин и восемь газонагнетательных скважин.

По сравнению с показателями 2020 года добыча нефти выросла на 0,4% — до 26 553 тыс. тонн (включая долю КМГ — 5 311 тыс. тонн), при этом добыча газа выросла на 0,1% — до 14,8 млрд м³ (включая долю

КМГ — 2,95 млрд м³). Увеличение добычи связано с отменой ограничений ОПЕК+ во второй половине 2021 года, а также досрочным завершением (на четыре дня раньше срока) крупномасштабного капитального ремонта на ЗВП/ЗСГ, что позволило дополнительно добыть 238 тыс. тонн нефти. (включая долю КМГ 47,6 тыс. тонн).

Производственная деятельность ТОО «Тенгизшевройл»

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча попутного газа, млн м ³	Производство сухого газа, млн м ³	Производство сжиженного углеводородного газа (СУГ), тыс. тонн	Производство серы, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2019	29 791	16 290	9 471	1 348	2 589	3 655
2020	26 457	14 748	8 674	1 482	2 451	3 069
2021	26 553	14 767	8 717	1 449	2 493	2 982

Ход реализации «Проекта будущего расширения» и «Проекта управления устьевым давлением»

ТШО реализует два интегрированных проекта — «Проект будущего расширения» (ПБР) и «Проект управления устьевым давлением» (ПУУД). Реализация проектов вносит значительный вклад в экономику Казахстана. В рамках реализации ПБР/ПУУД создано около 48 тыс. рабочих мест в Казахстане, также будет организовано около 1 тыс. постоянных рабочих мест для эксплуатации объектов ПБР/ПУУД. Реализация проекта позволит увеличить объем добычи

нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн в год.

По итогам 2021 года совокупные затраты по проекту ПБР/ПУУД составили 38,3 млрд долл. США, общий прогресс работ по проекту — 89%. Прогнозируемая дата запуска объектов ПУУД — март 2023 года, ПБР — ноябрь 2023 года согласно обновленному графику 2021 года.

На 01 января 2022 года прогресс выполнения общестроительных работ составляет 82,6% (план — 81,9%), работ по инженерному проектированию — 100,0% (план — 100,0%), по системам управления и электрообеспечению — 97,1% (план — 99,5%),

по бурению скважин — 94,6% (план — 94,2%), по логистике — 100%, по закупкам — 100% (план — 100%), по изготовлению модулей — 100%, по завершению систем — 12,5% (план — 17,7%).

Все технологические модули установлены на фундаменты, завершены строительно-монтажные работы объекта ОЦУП (объединенный центр управления процессом), подключены и введены в эксплуатацию очередные групповые замерные установки (ГЗУ-53 и ГЗУ-54 в феврале и сентябре соответственно).

В 1 квартале 2022 года ТШО совместно с партнерами планирует

¹ 1 тонна = 7,98 барр.

провести работу по оценке графика и стоимости проекта с учетом достигнутого в 2021 году прогресса работ, окончательные даты ввода в эксплуатацию объектов ПБР будут объявлены во 2 квартале 2022 года.

На 2022 год запланированы следующие мероприятия:

- Миграция и запуск ОЦУП.
- Ввод в эксплуатацию ГЗУ-55.
- Подача топливного газа для проведения пуско-наладочных работ на объектах энергосредств ПБР.
- Завершение строительно-монтажных работ на электростанциях закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП).
- Подача напряжения на электростанции ЗСГТП.
- Завершение механических работ по прокладке трубопроводов системы поддержания давления (СПД).

- Завершение работ по прокладке кабелей СПД.
- Завершение строительно-монтажных работ на буровых площадках закачки сырого газа.
- Завершение механических работ на установке деминерализации воды и котлов — утилизаторов тепла на заводе третьего поколения (ЗТП).

COVID-19

В связи с началом распространения коронавирусной инфекции (КВИ) на территории Тенгиза и повторяющихся всплеск с июня 2020 года по август 2021 года с месторождения, в частности со строительных площадок ПБР/ПУУД неоднократно вынужденно проводилась демобилизация и обратная мобилизация персонала в количестве около 35 тыс. человек. В связи с стабилизацией ситуации с КВИ

с сентября 2021 года на текущий момент численность работников на строительстве ПБР/ПУУД составляет около 32 тыс. человек.

Всего на текущий момент вакцинировано более 100 тыс. человек, из которых 4,3 тыс. — сотрудники ТШО, остальные — работники подрядных организаций. Началась программа по ревакцинации сотрудников, бустерную вакцину получили уже более 1,8 тыс. человек.

По состоянию на конец 2021 года численность работников на Тенгизе составила 49 тыс. человек

Введена в эксплуатацию модульная больница на 200 койко-мест в г. Кульсары.

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 «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NOC), действующую от имени подрядных компаний.

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.

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 (H_2S). 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 34 — добывающими.

На текущий момент КМГ (через Кооператив «КазМунайГаз» У.А.¹) совместно с АО «Самрук-Қазына» на паритетной основе (50/50%) 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 8,44%. При этом КМГ обладает опционом на выкуп 50% доли в ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.» в период с 2020 по 2022 год.

¹ На 100% принадлежит КМГ, прямое владение — 99,7440256%, косвенное владение через ТОО «КМГ Кумколь» — 0,2559744%.



Ключевые индикаторы

Добыча нефти и конденсата в 2021 году (всего)	16,2 млн тонн (353 тыс. барр. в сутки) ²
Добыча нефти и конденсата на долю КМГ (8,44%)	1 344 тыс. тонн (29 тыс. барр. в сутки)
Кратность запасов 2Р по нефти и конденсату ³	Более 120 лет
Добыча газа (всего)	9,9 млрд м ³
Доли владения	«КМГ Кашаган Б.В.» (16,88%), Eni (16,81%), Exxon Mobil (16,81%), Shell (16,81%), TOTAL SA (16,81%), CNPC (8,33%), INPEX North Caspian Sea (7,56%)
Оператор	«Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NCOC)

² 1 тонна = 7,9272 барр.

³ Отражает текущий относительно низкий уровень добычи, но с потенциалом его роста.

Производственная деятельность «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча природного и попутного газа, млн м ³	Производство серы, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2019	14 127	8 453	1 323	3 148
2020	15 141	9 152	1 228	3 807
2021	16 236	9 878	1 372	4 315

В рамках Северо-Каспийского проекта фактический объем добычи нефти за 2021 год составил 16,2 млн тонн, газа — 9,9 млрд м³. Объем добычи на месторождении Кашаган по сравнению с 2020 годом вырос на 7,2% — до 1 094 тыс. тонн нефти и 726 млн м³ газа. Значительный рост в добыче в 2021 году связан с увеличением с августа квоты для Казахстана в рамках соглашения ОПЕК+. В 4 квартале 2021 года были проведены успешные испытания на производительность компрессоров ЗСГ, что позволило увеличить уровень закачки газа до 15 млн м³ в сутки и увеличить среднесуточный уровень добычи ~410 тыс. барр в сутки.

Согласно условиям СРП 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.

Перспективы развития месторождения Кашаган

В рамках фазы 1 после достижения устойчивого уровня добычи рассматриваются два проекта в целях наращивания полки добычи с потенциалом достижения уровня добычи нефти и конденсата 450 тыс. барр. в сутки (57 тыс. тонн в сутки) в среднесрочной перспективе:

- Пакет 1 (Bundle 1);
- Проект поставки сырого газа третьей стороне. (ГПЗ мощностью 1 млрд м³ в год).

В рамках фазы 2 рассматриваются два отдельных проекта — А и Б, направленные на увеличение уровня добычи нефти и конденсата до 700 тыс. барр. в сутки (88 тыс. тонн в сутки) в течение следующих 10 лет:

- фаза 2А;
- фаза 2Б.

Пакет 1 (Bundle 1)

Проект обеспечит возможность увеличения объема добычи нефти на 15–20 тыс. барр. в сутки (1,9–2,5 тыс. тонн в сутки) за счет модернизации существующих компрессоров закачки и увеличения их производительности. Пакет 1 был разделен на две фазы: модернизация компрессоров ЗСГ (реализация в 2022 году) и трубопровод сверхвысокого давления с конвертацией скважин (2026 год). Стоимость проекта составляет порядка 207 млн долл. США, завершение планируется во второй половине 2022 года.

Проект поставки сырого газа третьей стороне ГПЗ мощностью 1 млрд м³ в год

Проект обеспечит возможность увеличения объема добычи нефти на 17–20 тыс. барр. в сутки (2,1–2,5 тыс. тонн в сутки) за счет поставки дополнительного объема попутного сырого газа на планируемый новый ГПЗ АО НК «QazaqGaz» (КТГ) мощностью в 1 млрд м³ в год сырого газа. Завершение проекта планируется в 2024 году.

Фаза 2А

Проект направлен на увеличение добычи нефти до 500 тыс. барр. в сутки (63 тыс. тонн в сутки) на существующих установках, за счет дополнительной поставки

сырого газа в объеме ~ 2 млрд м³ в год на АО НК «QazaqGaz». В настоящее время проект перешел на этап базового проектирования. Окончательное инвестиционное решение планируется принять в 2023 году с вводом в эксплуатацию проекта в 2026 году.

Фаза 2Б

Проект направлен на увеличение уровня добычи нефти до 700 тыс. барр. в сутки (88 тыс. тонн в сутки). В прошлом году выбрана концепция строительства мультифазного трубопровода, нового завода на суше с поставкой 6 млрд м³ сырого газа в год ТШО или КТГ. В настоящее время в рамках предбазового проектирования ведутся работы по дальнейшему техническому и коммерческому изучению и оптимизации концепции. Окончательное инвестиционное решение планируется принять в 2024 году с вводом в эксплуатацию проекта в 2030 году.

COVID-19

В рамках борьбы с пандемией COVID-19 оператором Северо-Каспийского проекта реализуется эффективная программа профилактики и контроля распространения вируса с целью защиты производственного персонала и одновременного принятия мер по минимизации воздействия на производственные операции и дальнейшего распространения инфекции. На сегодняшний день на предприятии вакцинировалось 2 838 человек.

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 «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО).

Ключевые индикаторы

Добыча жидких углеводородов (стабильных ¹) (всего)	10,3 млн тонн (250 тыс. барр. в сутки) ²
Добыча жидких углеводородов (стабильных), относящаяся на долю КМГ (10%)	1 034 тыс. тонн (25 тыс. барр. в сутки)
Перспективы развития	Реализация инвестиционных проектов с целью поддержания полки добычи жидких углеводородов на достигнутом уровне
Кратность 2Р-запасов по нефти и конденсату	Более 20 лет
Добыча газа (всего)	18,9 млрд м ³
Доли владения	КМГ (10%), Eni (29,25%), Shell (29,25%), Chevron (18,00%), ЛУКОЙЛ (13,5%)
Оператор	Компании Royal Dutch Shell и Eni являются совместными операторами Карачаганакского месторождения («Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.»)

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;
- 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 2021 года эксплуатационный фонд скважин составил 158 добывающих и 19 нагнетательных скважин.

В 2021 году на месторождении Карачаганак было добыто 10 338 тыс. тонн жидких углеводородов (включая долю КМГ — 1 034 тыс. тонн) и 18 980 млн м³ газа (включая долю КМГ — 1 898 млн м³), что меньше по сравнению с уровнем добычи годом ранее на 5,5% и 6,1% соответственно. Уменьшение в основном связано сокращением приема сырого газа со стороны

Производственная деятельность «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.»

Год	Добыча газа, млн м³	Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн	Закачка газа, млн м³
2019	18 615	10 147	8 711
2020	20 214	10 941	10 362
2021	18 980	10 338	9 998

Оренбургского ГПЗ, поставляемого в рамках долгосрочного договора купли-продажи газа и из-за продолжительных внеплановых ремонтных работ.

Перспективы развития месторождения Карачаганак

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение находится на втором этапе промышленного освоения (фаза 2М), в рамках которого реализуется ряд крупных инвестиционных проектов (проекты продления полки добычи и Проект расширения Карачаганака), направленных на увеличение производственных мощностей по подготовке и обратной закачке сырого газа с целью продления полки добычи жидких углеводородов на достигнутом уровне.

Проекты продления полки добычи (фаза 2М)

- Прокладка дополнительного пятого нагнетательного трубопровода (5TL): позволит увеличить годовой объем закачки газа до 10 млрд м³ в год с целью поддержания пластового давления и обеспечения дополнительного прироста жидких углеводородов в объеме 2,6 млн тонн до конца срока действия ОСРП. Введен в эксплуатацию в декабре 2019 года.
- Снятие производственных ограничений по газу на КПК (KGDBN): проект предусматривает ввод новых установок гликолевой осушки газа и низкотемпературной сепарации газа общей производительностью 4,0 млрд м³ в год с целью увеличения объемов подготовки газа для закачки в пласт и (или) экспорта на Оренбургский

ГПЗ, а также обеспечения дополнительного прироста жидких углеводородов в объеме 9,1 млн тонн до конца срока действия ОСРП. Введен в эксплуатацию в апреле 2021 года.

- Установка четвертого компрессора обратной закачки газа на УКПГ 2 (4ICP): прокладка сети технологических трубопроводов для поддержания пластового давления и полки добычи жидких углеводородов путем увеличения годовых объемов закачки газа с 10 млрд до 13 млрд м³ в год и обеспечения дополнительного прироста жидких углеводородов в объеме 6,8 млн тонн до конца срока действия ОСРП. Ввод в эксплуатацию намечен на март 2022 года.
- Прокладка дополнительного шестого нагнетательного трубопровода (6TL): позволит оптимизировать систему закачки путем перенаправления газа на новые участки месторождения, что обеспечит дополнительный прирост жидких углеводородов в объеме 2,2 млн тонн до конца срока действия ОСРП. Ввод в эксплуатацию намечен на март 2024 года.

В совокупности реализация проектов продления полки добычи позволит максимизировать полезный эффект посредством:

- увеличения производственных мощностей по подготовке газа;
- извлечения дополнительного объема жидких углеводородов;
- модернизации действующих технологических установок по подготовке жидких углеводородов;
- уменьшения темпов снижения пластового давления в резервуаре.



Проект расширения Карачаганак

После реализации фазы 2М дальнейшее продление полки добычи нефти может быть осуществлено посредством крупного расширения производственных объектов. Данное расширение планируется осуществлять поэтапно в 2025 и 2026 годах. Проект расширения Карачаганак предусматривает дальнейшее увеличение мощностей по подготовке и обратной закачке газа в пласт, то есть поэтапный ввод пятого и шестого компрессоров закачки газа в пласт, с целью поддержания уровня добычи нефти 10–11 млн тонн в год. Стоимость проекта оценивается в 1,8 млрд долл. США. В декабре 2020 года принято окончательное инвестиционное решение о финансировании проекта пятого компрессора (5ICP), окончательное инвестиционное решение по проекту шестого компрессора (6ICP) планируется принять в 3 квартале 2022 года.

Проекты цифровизации операционной деятельности

В рамках Программы инновационного развития «Цифровой Казахстан» КПО разработал дорожную карту по цифровизации и технологической инновации. Текущие мероприятия охватывают такие области, как оптимизация производства, контроль параметров работы скважин, «умный» завод и цифровые видеоизменения при реализации проектов, сведение к минимуму бумагоемких процессов, максимальная автоматизация рабочих процессов и складского учета, усовершенствование мониторинга и ремонтно-восстановительных работ.

Оцифровка основных параметров месторождения позволит КПО принимать своевременные решения по увеличению производительности с использованием автоматизированных систем комплексного анализа данных. На данный момент выполнено 65% работ, планируемый срок завершения — 2022 год.

COVID-19

С начала пандемии COVID-19 на месторождении Карачаганак приняты следующие антикризисные меры:

- остановка бурения до сентября 2021 года;
- сокращение объема скважинных операций без использования станка и перенос некритичных скважинных операций с 2020 на 2021 год;
- перенос части планово-предупредительных работ с 2020 на 2021 год;
- перевод сотрудников на удаленный режим работы;
- увеличение длительности вахты для работников КПО и подрядных организаций;
- регулярное проведение ПЦР-тестов для сотрудников КПО и подрядных организаций;
- проведение регулярной санитарной обработки и т.д.

К началу 2022 года в КПО количество вакцинированных работников составило порядка 3,5 тыс. человек, или 92%.

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 (АО «Озенмунайгаз»), Каламкас и Жетыбай (АО «Мангистаумунайгаз»), С. Нуржанов и Восточный Молдабек (АО «Эмбаумунайгаз»), Каражанбас (АО «Каражанбасмунай»).

В 2021 году на месторождении Восточный Урихтау продолжались строительно-монтажные работы по объектам второй очереди фазы-1 «Строительство газопровода дожимная насосная станция (ДНС) — УКПГ Кожасай» протяженностью 29 км и «Расширение ДНС»: строительство площадки и монтаж установки осушки газа (УОГ). Ввод месторождения Урихтау в промышленную эксплуатацию запланирован на середину 2023 года, ожидаемая добыча предполагается на уровне до 1,5 млрд м³ газа и 500 тыс. тонн нефти ежегодно.

В 2021 году доля КМГ в объеме добычи нефти на операционных активах уменьшилась на 152 тыс. тонн и составила 13 961 тыс. тонн (или 277 тыс. барр. в сутки). Это отражает естественное падение уровня добычи на зрелых месторождениях и выполнение достигнутых договоренностей в рамках соглашения ОПЕК+.

Общий фонд скважин под операционным управлением в 2021 году составил 15 081 единиц, из которых 11 206 единиц приходится на переходящий фонд скважин. Большая часть объема добычи нефти и конденсата приходится на добычу от переходящего фонда скважин.

Количество скважин, операционные активы КМГ, единиц

Показатель	2019	2020	2021
Новые скважины	581	518	475
Переходящий фонд скважин, в том числе простаивающие	12 235	11 961	11 206
Нагнетательные	462	616	781
Итого по операционным активам КМГ	16 564	15 817	15 081

Лифтинг затраты

Единица измерения	Тенге за тонну	Долл. США за баррель
АО «Озенмунайгаз»	38 508	12,50
АО «Эмбаумунайгаз»	31 694	10,34
АО «Мангистаумунайгаз»	23 696	7,69
ТОО «СП «Казгермунай»	11 869	3,62
ТОО «Казахтуркмунай»	19 212	6,26
ТОО «Казахойл Актобе»	13 986	4,26
АО «Каражанбасмунай»	39 651	13,30

Нетбэки

Единица измерения	На экспорт	На внутренний рынок
	Долл. США за баррель	Долл. США за баррель
АО «Озенмунайгаз»	36,30	16,95
АО «Эмбаумунайгаз»	37,65	16,87
АО «Мангистаумунайгаз»	32,56	16,29
ТОО «СП «Казгермунай»	38,55	19,07
ТОО «Казахтуркмунай»	39,25	8,10
ТОО «Казахойл Актобе»	38,90	18,00
АО «Каражанбасмунай»	39,22	12,91

Добыча и производство газа

Объем добычи природного и попутного газа в 2021 году уменьшился на 0,7%, до 8 135 млн м³. При этом 2 466 млн м³ (30%) приходится на долю операционных активов, 5 669 млн м³ (70%) — на долю мегапроектов. Основные доли в структуре объемов приходятся на мегапроекты Тенгиз и Карачаганак.

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 2021 году составил 4 625 млн м³, из которых 1 760 млн м³ за счет операционных активов и 2 865 млн м³ за счет мегапроектов. По сравнению с 2020 годом производство товарного газа КМГ кумулятивно уменьшилось на 173 млн м³, или на 3,6%.

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

Показатель	2019	2020	2021
Добыча природного и попутного газа по активам на долю КМГ	8 455	8 191	8 135
Операционные активы	2 636	2 463	2 466
АО «Озенмунайгаз»	709	726	665
АО «Эмбамунайгаз»	260	217	202
АО «Мангистаумунайгаз»	394	334	376
ТОО «СП «Казгермунай»	224	188	185
АО «Каражанбасмунай»	27	27	31
АО «ПетроКазахстан Инк.»	181	142	125
ТОО «Казахойл Актобе»	348	361	412
ТОО «Казахтуркмунай»	143	140	167
ТОО «Амангельды Газ»	350	326	278
ТОО «Урихтау Оперейтинг»	0	2	24
Мегапроекты	5 819	5 729	5 617
ТОО «Тенгизшевройл»	3 258	2 950	2 953
ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.»	700	758	818
ТОО «КМГ Карачаганак»	1 861	2 021	1 898

Производство товарного газа по операционным активам КМГ, млн м³

Показатель	2019	2020	2021
АО «Озенмунайгаз» + КазГПЗ ¹	680	751	636
АО «Мангистаумунайгаз» (ПУ «Жетыбаймунайгаз»)	116	161	172
ТОО «СП «Казгермунай»	184	150	303
ТОО «Амангельды Газ»	346	326	—
ТОО «Казахойл Актобе»	157	185	383
АО «Эмбамунайгаз»	135	152	145
ТОО «Казахтуркмунай»	163	103	121
АО «ПетроКазахстан Инк.»	43	50	0
АО «Каражанбасмунай»	0	0	0
Всего по операционным активам	1 823	1 877	1 760

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

Показатель	2019	2020	2021
Тенгиз	1 894	1 735	1 743
Карачаганак ²	911	899	818
Кашаган	293	287	304
Всего по мегапроектам	3 099	2 921	2 865

¹ Сырой газ с АО «Озенмунайгаз» и ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» поставляется в КазГПЗ.

² Объемы поставки сырого газа на Оренбургский ГПЗ.