

МЕГАПРОЕКТЫ

ТЕНГИЗ

Тенгизское месторождение, открытое в 1979 году, является одной из жемчужин нефтегазовой отрасли Казахстана и одним из крупнейших месторождений в мире.

Соглашение о создании ТОО «Тенгизшевройл» было подписано в 1993 году между Республикой Казахстан и Chevron Corporation. ТШО получил 40-летнюю лицензию на разведку и добычу углеводородов на месторождениях Тенгиз и Королевское в Атырауской области.



КЛЮЧЕВЫЕ ИНДИКАТОРЫ

Добыча нефти в 2024 году (всего)

27 811 тыс. тонн
(608 тыс. барр. в сутки)¹

Кратность запасов нефти 2P

Более **40 лет**

Доли владения



Добыча нефти на долю КМГ (20%)

5 562 тыс. тонн
(122 тыс. барр. в сутки)

Добыча попутного газа (всего)

Объем включает газ на собственные нужды Компании и обратную закачку газа

15,1 млрд м³

Перспективы развития

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

Оператор
ТШО

Оператор ТШО ведет добычу на территории лицензионного участка, который включает гигантское Тенгизское месторождение и значительное по масштабам Королевское месторождение. Производственные операции выполняются на передовых объектах с высокой степенью надежности, таких как комплексные

технологические линии (КТЛ), Завод второго поколения и системы закачки сырого газа.

Эти проекты демонстрируют международный уровень сотрудничества и внедрение современных технологий в нефтегазовой отрасли Казахстана.

Производственная деятельность ТШО

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча попутного газа, млн м ³	Производство сухого газа, млн м ³	Производство СУГ, тыс. тонн	Производство серы, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2022	29 178	16 146	9 537	1 193	2 590	3 589
2023	28 893	16 009	9 403	1 255	2 573	3 641
2024	27 811	15 059	8 669	1 234	2 468	3 520

Снижение добычи нефти связано с проведением двух запланированных капитальных ремонтов на системах закачки сырого газа (май) и КТЛ-1 (август) и незапланированного ремонта на заводе второго поколения длительностью 67 дней.

роялти и других прямых финансовых выплат. ПБР также будет способствовать поддержанию надежной работы основного производства и укрепит позиции республики как крупного поставщика на мировые энергетические рынки. Общая стоимость ПБР/ПУУД составляет 48,9 млрд долл. США, при этом совокупные затраты на конец 2024 года достигли 47,5 млрд долл. США.

Ход реализации ПБР и ПУУД

ТШО завершает реализацию Проекта будущего расширения / Проекта управления устьевым давлением.

В апреле 2024 года ТШО ввел в эксплуатацию объекты ПУУД, которые обеспечили максимальную загрузку существующих завода КТЛ и завода второго поколения.

В январе 2025 года на Заводе третьего поколения была получена первая нефть. Начало работы завода третьего поколения означает постепенное наращивание объема добычи на Тенгизе, который по планам достигнет 12 млн тонн в год. После выхода всех производственных объектов на полную мощность ожидается, что общий объем добычи сырой нефти составит порядка 40 млн тонн в год, что обеспечит дополнительную прибыль Казахстану за счет налогов,

В ходе реализации ПБР Тенгизшевройл обеспечил передачу технологий в рамках партнерских отношений с международными корпорациями и помог в модернизации инфраструктуры в Атырауской области. Активное участие в этом крупномасштабном проекте приняли и казахстанские компании. В рамках ПБР ТШО инвестировал около 20 млрд долл. США в закупки местных товаров и услуг и заключил более 1 250 контрактов с отечественными производителями.

На пике строительных работ на ПБР было создано около 90 тыс. рабочих мест. За время реализации проекта ТШО внес значительный вклад в формирование кадрового потенциала страны, подготовив квалифицированных местных специалистов, прошедших более 37,5 тыс. обучающих курсов. Сегодня эти работники могут применять полученный опыт на промышленных проектах как в Казахстане, так и за рубежом.

КАШАГАН

Месторождение Кашаган — крупнейшее открытие последних четырех десятилетий и один из самых сложных проектов в мировой нефтегазовой отрасли. Расположенное в 75 км от г. Атырау на мелководном шельфе Северного Каспия, оно характеризуется коллектором на глубине более 4 км, высоким пластовым давлением (свыше 700 бар) и высокой концентрацией сероводорода (H₂S). Эти факторы требуют применения передовых технологий и инновационных решений.

Проект реализуется в рамках Соглашения о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года (СРПСК), подписанного в 1997 году, под управлением операционной компании NCOC. Кашаган, наряду с Кайраном и Актоты, является частью Северо-Каспийского проекта, первого масштабного проекта по освоению морских нефтегазовых месторождений в Казахстане.



КЛЮЧЕВЫЕ ИНДИКАТОРЫ

Добыча нефти и конденсата в 2024 году (всего)

17 424 тыс. тонн
(407 тыс. барр. в сутки)¹

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

2 885 тыс. тонн
(67 тыс. барр. в сутки)

Кратность запасов 2P по нефти и конденсату

Более 76 лет

Добыча газа (всего)

11,0 млрд м³

Доли владения



16,88 %
«КМГ Кашаган Б.В.»

16,81 %
Eni S.p.A.

16,81 %
ExxonMobil

16,81 %
Shell

16,81 %
Total S.A.

8,33 %
CNPC

7,56 %
INPEX North
Caspian Sea

Оператор
NCOC

Всего на месторождении пробурено 40 скважин: 33 добывающие, шесть нагнетательных и одна мониторинговая. Закачка сернистого газа под высоким давлением повышает нефтеотдачу, что способствует достижению устойчивых объемов добычи и открывает потенциал для роста.

КМГ через компанию «КМГ Кашаган Б.В.» владеет 16,88 % доли участия в проекте, что позволяет интегрировать международный опыт и технологии в развитие этого уникального месторождения.

Производственная деятельность NCOC

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча природного и попутного газа, млн м ³	Производство серы, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2022	12 682	7 878	983	3 917
2023	18 774	11 857	1 486	5 829
2024	17 424	11 253	1 422	5 486

Снижение добычи нефти связано с плановым капитальным ремонтом по замене временного решения существующей конфигурации установки слаг-кэтчер в период с 8 по 29 октября 2024 года.

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.

Арбитражный спор

Республика и подрядные компании согласно СРПСК (за исключением дочерней организации АО НК «КазМунайГаз» «КМГ Кашаган Б.В.») имеют ряд споров касательно применения определенных положений СРПСК, которые переданы на рассмотрение арбитража согласно СРПСК.

Экологическая проверка

Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов РК была проведена проверка наземных объектов Оператора. По результатам проверки Оператору было выдано предписание об устранении нарушений, в том числе в отношении сверхнормативного размещения серы в объеме 1,02 млн тонн. Оператор не согласился с результатами проверки и подал административный иск об оспаривании указанного предписания. 14 июня 2023 года специализированный межрайонный административный суд г. Астана вынес решение в пользу Оператора в отношении размещения серы. 27 февраля 2024 года судебная коллегия по административным делам суда г. Астана отменила данное решение. Спор находится на рассмотрении Верховного суда РК. В случае привлечения Оператора к административной ответственности размер штрафов будет определен в соответствии с Кодексом административных правонарушений Республики Казахстан. По состоянию на 31 декабря 2024 года Компания не признала резервы в отношении данной проверки.

Проекты расширения Кашагана

Завершенные проекты

В октябре 2024 года успешно завершилось строительство нового слаг-кэтчера, что позволило повысить надежность технологических процессов. Параллельно с этим компания достигла значительного прогресса в коммерциализации СУГ. В августе 2024 года был подписан договор с АО «НК «QazaqGaz» о купле-продаже СУГ. Полное завершение этого проекта запланировано на 3 квартал 2026 года, общие инвестиции оцениваются в 73 млн долл. США.

Проекты в процессе реализации

Ведется строительство газоперерабатывающего завода АО «НК «QazaqGaz» мощностью 1 млрд м³ в год. На конец 2024 года завершено 89 % всех работ, в том числе укладка газопровода, продолжаются работы по установке электрической подстанции. Ожидается, что завод будет введен в эксплуатацию в 4 квартале 2026 года. Общая стоимость проекта NCOC оценивается в 160,3 млн долл. США. Следует отметить, что вхождение нового инвестора — UCC Holding со стороны АО «НК «QazaqGaz» — может внести коррективы в график реализации строительства ГПЗ.

Проекты на стадии изучения

Компания активно изучает возможности расширения производства. В рамках проекта Этап 2А подписано соглашение о предбазовом проектировании. Ожидается, что в 1 квартале 2025 года UCC Holding завершит предбазовое проектирование и технико-экономическое обоснование. Запуск нового производства в рамках этого проекта планируется на 2029–2030 годы.

КАРАЧАГАНАК

Карачаганак — одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире, расположенное в Западно-Казахстанской области. Занимая площадь более 280 км², оно играет ключевую роль в развитии нефтегазового сектора Казахстана. Месторождение было открыто в 1979 году, а его промышленная разработка началась в 1984 году.



КЛЮЧЕВЫЕ ИНДИКАТОРЫ

Добыча жидких углеводородов (стабильных)¹ (всего)

10 968 тыс. тонн
(245 тыс. барр. в сутки)²

Добыча жидких углеводородов (стабильных), относящаяся к доле КМГ (10 %)

1 097 тыс. тонн
(24,5 тыс. барр. в сутки)

Кратность 2P запасов по нефти и конденсату

Более 18 лет

Добыча газа (всего)

23,9 млрд м³

Доли владения



Перспективы развития

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

Оператор

Компании Royal Dutch Shell и Eni S.p.A. являются совместными операторами Карачаганакского месторождения

Окончательное соглашение о разделе продукции и операторы проекта

Карачаганакский проект реализуется в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (ОСРП), подписанного 18 ноября 1997 года между Республикой Казахстан и международным консорциумом «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО). Компании Shell и Eni S.p.A. выступают совместными операторами проекта.

Технологическая инфраструктура

На месторождении функционируют три основных технологических объекта, которые обеспечивают полный цикл добычи, переработки и транспортировки углеводородов.

- Карачаганакский перерабатывающий комплекс (КПК):
 - обрабатывает жидкие углеводороды из скважин, сырье из установок УКПГ-2 и УКПГ-3;
 - частично подготавливает газ для экспорта, закачки в пласт и производственных нужд.
- Установка комплексной подготовки газа-2 (УКПГ-2):
 - разделяет и повторно закачивает сырой газ под высоким давлением;
 - перенаправляет жидкие углеводороды на КПК для дальнейшей стабилизации перед экспортом.

- Установка комплексной подготовки газа-3 (УКПГ-3):
 - обеспечивает разделение и частичную стабилизацию жидких углеводородов и газа перед их транспортировкой на экспорт.

По мере роста добычи газа наблюдалось пропорциональное увеличение объемов закачки жидких углеводородов, что связано с применением технологий поддержания пластового давления.

Арбитражный спор

Республика Казахстан и подрядные компании согласно 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 продолжается арбитражное разбирательство.

Согласно уведомлению Оператора от 13 апреля 2023 года ТОО «КМГ Карачаганак» в соответствии с Соглашением о совместной деятельности полностью исключен из переговорного процесса ввиду конфликта интересов.

Производственная деятельность КПО

Год	Добыча газа, млн м ³	Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2022	19 442	10 135	11 131
2023	22 385	10 858	12 650
2024	23 942	10 968	14 231

Проекты расширения Карачаганак

Проект	Статус	Цели проекта	Ожидаемые результаты	Дополнительные сведения
ПРК-1А: ввод в эксплуатацию 5-го компрессора	Введен в эксплуатацию (сентябрь 2024 года), проводятся производственные испытания	Увеличение закачки газа на 3,7 млрд м ³ / год Поддержание пластового давления Стабилизация годового уровня добычи нефти на уровне 10–11 млн тонн	Прирост добычи нефти до конца срока действия ОСРП — 7,1 млн тонн	-
ПРК-1Б: строительство 6-го компрессора	Активные строительные работы (прогресс к 1 ноября 2024 года — 67,5 %, опережение запланированных — 45,1 %)	Увеличение закачки газа на 3,7 млрд м ³ / год Сохранение уровня добычи нефти	Прирост добычи нефти — 5,8 млн тонн	Планируемый ввод — 4 квартал 2026 года
Карачаганакский ГПЗ	Выбор концепции, разработка ТЭО	Переработка 4,5 млрд м ³ газа / год Производство СУГ 0,3 млн тонн / год	-	-

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.

Добыча и производство газа

Газовая стратегия КМГ на 2024–2030 годы

КМГ реализует амбициозную газовую стратегию, рассчитанную на период с 2024 по 2030 год, основная цель которой — значительное увеличение добычи и переработки природного газа в Казахстане. Планируется увеличить добычу газа с текущих 3,2 млрд м³ до 8,9 млрд м³ в год. Для достижения этой цели Компания намерена развивать газовую инфраструктуру, модернизировать газоперерабатывающие заводы и создать единую систему учета газа. Также одной из ключевых задач является увеличение объемов переработки попутного газа в товарный и сжиженный природный газ.

В 2024 году был разработан детальный план мероприятий, который включает в себя геологоразведку новых месторождений и строительство необходимых объектов. Для стимулирования производства газа и повышения рентабельности проектов в сфере добычи и переработки газа были введены новые механизмы ценообразования, учитывающие как внутреннее, так и экспортные цены на газ. Кроме того, Министерство энергетики Республики Казахстан поддержало предложения КМГ по повышению цен на товарный газ.

Показатель, млн м ³	2022	2023	2024
Добыча природного и попутного газа по активам на долю КМГ	8 241	9 459	9 554
Операционные активы	2 190	2 055	2 285
Озенмунайгаз	623	596	613
Эмбамунайгаз	213	217	205
Мангистаумунайгаз	431	427	443
Казгермунай	115	129	137
Каражанбасмунай	33	33	41
ПетроКазахстан Инк.	127	112	109
Казахойл Актобе	430	402	403
Казахтуркмунай	197	127	102
Урихтау Оперейтинг	21	9	55
Дунга		3	27
Урал Ойл энд Газ		2	151
Мегапроекты	6 051	7 403	7 269
Тенгиз	3 229	3 202	3 011
Кашаган	877	1 963	1 863
Карачаганак	1 944	2 239	2 394

Добыча природного и попутного газа

Объем добычи природного и попутного газа в 2024 году увеличился на 1 % — до 9 554 млн м³. При этом 2 286 млн м³ (24 %) приходится на долю операционных активов, 7 268 млн м³ (76 %) — 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 2024 году составил 5 255 млн м³, из которых 1 723 млн м³ — за счет операционных активов, 3 532 млн м³ — за счет мегапроектов. По сравнению с 2023 годом производство товарного газа КМГ кумулятивно увеличилось на 125 млн м³, или на 2,4 %.

Производство товарного газа по операционным активам КМГ

Показатель, млн м ³	2022	2023	2024
Озенмунайгаз + КазГПЗ ¹	496	689	627
Мангистаумунайгаз (ПУ «Жетыбаймунайгаз»)	156	239	337
Казгермунай	182	203	241
Казахойл Актобе	374	338	346
Эмбамунайгаз	164	171	158
Казахтуркмунай	144	71	43
ПетроКазахстан Инк.	0	0	0
Всего по операционным активам	1 516	1 711	1 723

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

Показатель	2022	2023	2024
Тенгиз	1 907	1 881	2 025
Карачаганак ²	745	881	874
Кашаган	263	657	633
Всего по мегапроектам	3 013	3 419	3 532



¹ Сырой газ с Озенмунайгаза и ПУ «Жетыбаймунайгаз» Мангистаумунайгаза поставляется на КазГПЗ (Казахский газоперерабатывающий завод).

² Объемы поставки сырого газа на Оренбургский газоперерабатывающий завод.

Газовый сегмент: основные итоги и проекты 2024 года

Текущие проекты

Месторождение	Ключевые события 2024 года	Компания
Рожковское	Завершен монтаж оборудования Фазы 1, ввод четырех скважин Добыча в 2024 году — 222 тыс. тонн конденсата и 301 млн м ³ газа Производство товарного газа — 240 млн м ³ (89 % на нужды ЗКО)	ТОО «Урал Ойл энд Газ»
Восточный Урихтау	Введены три новые скважины Добыча — 84 тыс. тонн нефти и 55 млн м ³ газа Завершена установка компрессорных станций для полной утилизации попутного газа	ТОО «Урихтау Оперейтинг»
Урихтау (КТ-1)	Разработано ТЭО полномасштабного освоения с объемом переработки газа до 1 млрд м ³ в год	ТОО «Урихтау Оперейтинг»
Западная Прорва	Завершено ТЭО строительства инфраструктуры Планируемый запуск ПК-1 — в 2025 году (мощность 150 млн м ³ в год)	АО «Эмбамунайгаз»
Каламкас	Увеличены запасы газа на 6,7 % Разработано ТЭО строительства инфраструктуры	АО «Мангистаумунайгаз»
Аксай Южный	Проведен аудит и начата модернизация инфраструктуры для переработки газа Запуск запланирован на 2025 год	ТОО «Казгермунай»

Казахский газоперерабатывающий завод

Основные факты

Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ) — первый газоперерабатывающий завод Казахстана и единственный в Мангистауской области. Проектная мощность: 1,5 млрд м³ сырого газа в год, 90 тыс. тонн газового конденсата в год, 510 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов в год.

Завод перерабатывает сырье от операционных активов КМГ и других недропользователей, обеспечивая производство товарного газа, сжиженного нефтяного газа и бытового топлива для региона.

Результаты 2024 года

Переработано 837,0 млн м³ сырого газа, 3,9 тыс. тонн газового конденсата, 40,7 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов. Производство сжиженного нефтяного газа в 2025 году ожидается на уровне 184,9 тыс. тонн. Реализация сжиженного нефтяного газа в 2024 году составила 184,2 тыс. тонн (в 2023 году — 198,9 тыс. тонн).

Роль в регионе

Является ключевым предприятием территориально-производственного комплекса Мангистауской области, обеспечивая производство и поставку критически важной продукции для населения и производственных объектов.

Проект строительства нового газоперерабатывающего завода в г. Жанаозен

Цели проекта

Удовлетворение растущего внутреннего спроса на газ и продукты его переработки в Мангистауской области

Укрепление социальной стабильности в регионе за счет создания новых рабочих мест и развития инфраструктуры

Ключевые параметры

Реализация проекта рассчитана на период с 2023 по 2027 год. Планируется, что новый завод сможет перерабатывать 900 млн м³ сырого газа в год. Ожидается, что основными продуктами завода станут:

- товарный газ — 742 млн м³;
- сжиженный нефтяной газ — 219 тыс. тонн;
- пентановая и гексановая фракции — 123 тыс. тонн.

Текущий статус

На данный момент завершены важные подготовительные работы. Были проведены инженерные изыскания и отбор проб для анализа состава сырья, что позволит оптимизировать технологические процессы на будущем заводе. Ведется разработка проектно-сметной документации по 2-му пусковому комплексу (ПК-2). Срок получения заключения

по ПК-2 от РГП «Госэкспертиза» — июль 2025 года. 17 февраля 2025 года получено положительное заключение №01-0075/25 от РГП «Госэкспертиза» по Проекту в части 1-го пускового комплекса (ПК-1). 3 марта 2025 года Подрядчиком мобилизованы спецтехника и рабочий персонал в рамках начала строительно-монтажных работ по ПК-1.

Планы на 2025 год

1. Развитие месторождений

В рамках стратегии по увеличению добычи газа планируется завершить строительство инфраструктуры на месторождении Западная Прорва и ввести в эксплуатацию новые скважины. Также будут реализованы проекты по освоению месторождений Урихтау, Каламкас и Рожковское.

2. Коммерциализация газа

Для повышения эффективности использования добываемого газа планируется строительство новых мощностей для производства метанола на базе месторождений Каратобе Южное и Лактыбай. Переработка газа в метанол позволит расширить рынки сбыта и повысить добавленную стоимость продукции.

3. Инфраструктурные проекты

Для обеспечения бесперебойной транспортировки и переработки газа будут завершены работы по модернизации дожимных насосных станций. Кроме того, планируется расширение перерабатывающих мощностей на ключевых объектах газовой инфраструктуры.

