

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» 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 ТОО «Тенгизшевройл» (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 объектах с высокими показателями надежности: комплексные технологические линии (КТЛ — 12,41 млн тонн переработанной нефти в 2020 году), Завод второго поколения (ЗВП — 14,05 млн тонн переработанной нефти в 2020 году) и закачка сырого газа (ЗСГ — 3,07 млрд м³ в 2020 году). На сегодняшний день фонд скважин включает 160 эксплуатационных скважин и 8 газонагнетательных скважин.

Ключевые индикаторы

Добыча нефти (всего)

26 457 тыс. тонн (576 тыс. барр. в сутки)

Добыча нефти на долю КМГ (20%)

5 292 тыс. тонн (115 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 2P

Более 20 лет

Добыча попутного газа (всего). Объем включает газ на собственные нужды Компании и обратную закачку газа

14,75 млрд м³

Доли владения

КМГ (20%), Chevron (50%), Exxon Mobil (25%), ЛУКОЙЛ (5%)

Оператор

ТОО «Тенгизшевройл»

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
2018	28 622	15 625	9 186	1 343	2 574	3 186
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

По сравнению с показателями 2019 года добыча нефти упала на 11,19% — до 26 457 тыс. тонн (включая долю КМГ — 5 292 тыс. тонн), при этом добыча газа снизилась на 9,47% — до 14,75 млрд м³ (включая долю КМГ — 2,95 млрд м³). Сокращение уровня добычи главным образом связано с выполнением договоренностей в рамках ОПЕК+.

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 проекта 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.

В феврале — апреле 2020 года проведена техническая инспекция объектов ПБР/ПУУД, по итогам которой в ТШО направлены предложения по оптимизации стоимости проекта и рекомендации по улучшению управления проектом. Подтвержденная ТШО дополнительная оптимизация затрат по проекту составляет около 1 млрд долл. США.

По итогам 2020 года затраты по проекту ПБР/ПУУД составили 34,3 млрд долл. США, общий прогресс работ по проекту — около 80,6%.

Последний модуль с технологическим оборудованием 28 октября 2020 года прибыл на площадку Тенгизского месторождения, тем самым ознаменовав окончание морских перевозок проекта.

COVID-19

В марте — июне 2020 года с территории Тенгиза было демобилизовано около 27 тыс. человек. С 1 сентября 2020 года ТШО начало обратную мобилизацию персонала на строительные площадки ПБР/ПУУД с ежемесячным увеличением численности на 4,5–5 тыс. человек. По состоянию на конец 2020 года численность работников на Тенгизе составила 34 тыс. человек.

ТШО был сформирован Оперативный штаб, разработаны тактические планы на различные сценарии и План по обеспечению безопасности на месторождении Тенгиз. Определен список критичного персонала на месторождении Тенгиз для продолжения непрерывной эксплуатации.

На дистанционную работу переведен 1 131 сотрудник ТШО. Подготовлен план перевахтовки, утвержденный акиматом Атырауской области и Правительством Республики Казахстан, сотрудники допускались на свои рабочие места после нахождения определенного периода в изоляции и наличия отрицательного результата ПЦР-теста.

ТШО оказана спонсорская помощь Атырауской области в объеме 8 млн долл. США в борьбе с коронавирусной инфекцией, также начато строительство модульной больницы в г. Кульсары на 200 койко-мест стоимостью 14 млн долл. США.



КАШАГАН



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

Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) было заключено между Республикой Казахстан и международным консорциумом 18 ноября 1997 года. Управление проектом осуществляется через операционную компанию — «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NOC), действующую от имени подрядных компаний.

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
2018	13 219	7 697	1 340	2 235
2019	14 127	8 453	1 323	3 148
2020	15 141	9 152	1 228	3 807

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. Месторождения Каламкас-море было возвращено в пользу Республики Казахстан в ноябре 2020 года.

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. Коллектор месторождения Кашаган характеризуется высоким давлением (более 700 бар) и высокой концентрацией сероводорода (H₂S). При этом обратная закачка сернистого газа под высоким давлением приводит к увеличению нефтеотдачи.

Ключевые индикаторы

Добыча нефти и конденсата в 2020 году (всего)

15,141 млн тонн (328 тыс. барр. в сутки)

Добыча нефти и конденсата на долю КМГ (8,44%)

1 253 тыс. тонн (27 тыс. барр. в сутки)

Перспективы развития

В случае одобрения и реализации ряда инвестиционных проектов добыча нефти на Кашагане может достигнуть 700 тыс. барр. в сутки в течение следующей декады

Кратность запасов 2Р по нефти и конденсату¹

Более 120 лет

Добыча природного газа (всего)

9,152 млрд м³

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.» (NOC)

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 покрывается 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 относятся: 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, 6 из которых являются нагнетательными, а 34 — добывающие скважины.

¹ Отражает текущий относительно низкий уровень добычи, но с потенциалом его роста.

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.

В рамках Северо-Каспийского проекта в 2020 году объем добычи составил 15,141 млн тонн нефти и 9 152 млн м³ природного и попутного газа. Доля КМГ в объеме добычи на месторождении Кашаган по сравнению с прошлым годом выросла на 7% — до 1 253 тыс. тонн нефти и 758 млн м³ газа. Увеличение добычи произошло вследствие успешного капитального ремонта в 2019 году, что позволило повысить коэффициент эксплуатации морского и наземного комплексов, увеличения нагнетательного фонда с четырех до шести скважин, установки дополнительных ребойлеров на нефтяных технологических линиях. Запланированный в 2020 году потенциал в 1 332 тыс. тонн нефти не был достигнут ввиду принятых ограничений в рамках ОПЕК+.

Добываемая нефть в основном экспортируется в Европу, Восточную Азию и Индию через порты Новороссийск, куда нефть доставляется посредством нефтепровода КТК. В период сильного падения цены на нефть — с марта по июнь 2020 года — ликвидность сорта нефти CPC Blend снизилась, и дисконт упал до –10 долл. США за баррель. В тот период были приняты оперативные меры по изменению направления экспорта в наиболее выгодном направлении, а именно реализация через порт Усть-Луга на условиях FOB. В случае возникновения подобных ситуаций в будущем Компания имеет альтернативные направления для реализации нефти.

АО «КазТрансГаз» (далее — КТГ) является единственным покупателем газа у всех подрядных компаний Кашаганского месторождения, с которым подписан единый договор купли-продажи газа.

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 в среднесрочной перспективе.

- ◆ Пакет 1 (Bundle 1).
- ◆ Проект поставки сырого газа третьей стороне.

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 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 будет разделен на две фазы: модернизация компрессоров закачки сырого газа (ЗСГ) (реализация в 2022 году) и трубопровод сверхвысокого давления с конвертацией скважин (2026 год) В июле 2020 года было принято окончательное инвестиционное решение по модернизации компрессоров ЗСГ, стоимость проекта составляет порядка 207 млн долл. США, завершение планируется в 2022 году.

Проект поставки сырого газа третьей стороне

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 газоперерабатывающий завод (ГПЗ) КТГ мощностью в 1 млрд м³ в год сырого газа. Ключевые вопросы с КТГ по соглашению о заборе газа согласованы. В декабре 2020 года было принято окончательное инвестиционное решение, проект перешел на этап выполнения. Завершение проекта планируется в 2023 году.

Фаза 2А

Проект направлен на увеличение добычи нефти до 500 тыс. барр. в сутки (63 тыс. тонн в сутки). Выбрана концепция поставки дополнительно 2 млрд м³ сырого газа в год на ГПЗ КТГ. В настоящее время в рамках предбазового проектирования ведутся работы по дальнейшему техническому изучению и оптимизации концепции. 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 3 квартале 2020 года 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 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 одновременным принятием мер по минимизации воздействия на производственные операции и дальнейшего распространения инфекции.

Обеспечено создание карантинных объектов, соответствующих всем санитарным требованиям. Установлена минимальная численность персонала, в августе 2020 года принят график вахт 28 и 56 дней, введены в действие дополнительные меры бесконтактной работы для сокращения взаимодействия между автономными рабочими участками и 10, 14-дневный карантин с ПЦР-тестированием на нескольких этапах перед началом работ на производственных площадках.

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

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 проекта осуществляется через «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО).

Производственная деятельность «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.»

Год	Добыча газа, млн м ³	Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2018	18 913	10 953	8 589
2019	18 615	10 147	8 711
2020	20 214	10 941	10 362

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 на Карачаганакском месторождении:

- ◆ КПК — Карачаганакский перерабатывающий комплекс, расположенный в северо-западной части месторождения, перерабатывает жидкие углеводороды, поступающие из скважин, а также исходное сырье, транспортируемое из УКПГ 2;

Ключевые индикаторы

Добыча жидких углеводородов (стаб.) (всего)

10,9 млн тонн (235 тыс. барр. в сутки)

Добыча жидких углеводородов (стаб.¹), относящаяся на долю КМГ (10%)

1 094 тыс. тонн (23 тыс. барр. в сутки)

Перспективы развития

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

Кратность 2P запасов по нефти и конденсату

Более 20 лет

Добыча газа (всего)

20,2 млрд м³

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 Петролиум Оперейтинг Б.В.»)

- ◆ 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 2020 года эксплуатационный фонд скважин увеличился на три скважины, достигнув 158 добывающих и 19 нагнетательных скважин.

В 2020 году на месторождении Карачаганак было добыто 10 941 тыс. тонн жидких углеводородов (включая долю КМГ — 1 094 тыс. тонн) и 20 214 млн м³ газа (включая долю КМГ — 2 021 млн м³), что больше по сравнению с уровнем добычи годом ранее на 7,8 и 8,6% соответственно. Увеличение в основном связано с высокими

¹ Для оценки жидких углеводородов в стабильном эквиваленте используется переводный коэффициент 0,9 на общий объем нефти и конденсата.

показателями производительности производственных установок КПК, УКПГ-2, УКПГ-3 после планово-предупредительных работ в сентябре — октябре 2019 года, а также увеличением закачки газа в летний период после введения в эксплуатацию новых газонагнетательных скважин пятой магистральной линии.

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 ПРК 1), 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 (5ТЛ) — 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.
- ◆ 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 газоперерабатывающий завод (ОГПЗ), а также обеспечения дополнительного прироста жидких углеводородов в объеме 9,1 млн тонн до конца срока действия ОСРП.
- ◆ 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 до 13 млрд м³ в год и обеспечения дополнительного прироста жидких углеводородов в объеме 6,8 млн тонн до конца срока действия ОСРП.
- ◆ Прокладка дополнительного шестого нагнетательного трубопровода (6ТЛ) — 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.

Проект пятый нагнетательный трубопровод (5ТЛ) введен в эксплуатацию в 2019 году. Ввод в эксплуатацию проектов KGDBN и 4ICP планируется в 4 квартале 2021 года, а проекта 6ТЛ во 2 квартале 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 Карачаганака (ПРК)

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 ПРК предусматривает дальнейшее увеличение мощностей по подготовке и обратной закачке газа в пласт, то есть поэтапного

ввода 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 позднее.

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 видоизменения при реализации проектов, сведение к минимуму бумагоемких процессов и максимальная автоматизация рабочих процессов, 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 47% работ, планируемый срок завершения — 2022 год.

COVID-19

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

- ◆ останов бурения до 2022 года;
- ◆ сокращение объема скважинных операций без использования станка и перенос некритических 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.