

МЕГА ПРОЕКТЫ

Проекты мирового масштаба КМГ разрабатывает совместно с международными нефтегазовыми компаниями

ТЕНГИЗ

Ключевые индикаторы:

<p>ДОБЫЧА НЕФТИ (ВСЕГО)</p> <p>29 791 тыс. тонн (651 тыс. барр. в сутки)</p>	<p>ДОБЫЧА НЕФТИ НА ДОЛЮ КМГ</p> <p>5 958 тыс. тонн (130 тыс. барр. в сутки)</p>	<p>ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ</p> <p>Реализация ПБР-ПУУД увеличит объем добычи нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн/год</p>
--	---	---

Главный актив нефтегазовой отрасли Казахстана. Тенгиз считается самым глубоким в мире добывающим сверхгигантским нефтяным месторождением и крупнейшим из существующих добывающих пластов-ловушек.

Оператор «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 осуществляется на современных производственных объектах с высокими показателями надежности: Комплексные технологические линии (КТЛ — 14,2 млн тонн переработанной нефти в 2019 году), Завод второго поколения (ЗВП — 15,6 млн тонн переработанной нефти в 2019 году) и Закачка сырого газа (ЗСГ — 3,65 млрд м³ в 2019 году). По состоянию на начало 2020 года фонд скважин включает 156 эксплуатационных скважин и 8 газонагнетательных скважин.

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

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»

	2017	2018	2019
Нефть, тыс. тонн	28 753	28 800	30 155
Сухой газ, млн м ³	7 447	7 532	7 941
СУГ, тыс. тонн	1 377	1 345	1 332
Сера, тыс. тонн	2 489	2 467	2 585

и реализация углеводородов с месторождений Тенгиз и Королевское в Атырауской области.

Доля КМГ в объеме добычи нефти ТОО «Тенгизшевройл» выросла на 4,1% до 5 958 тыс. тонн (130 тыс. барр. в сутки) и добыча газа увеличилась на 4,2% до 3 258 млн м³ в результате стабильной работы и повышения надежности заводов КТЛ/ЗСГ/ЗВП, несмотря на остановку добычи для проведения капитального ремонта. С 1 августа по 9 сентября отчетного года на месторождении Тенгиз был проведен плановый капитальный ремонт на заводе КТЛ1 продолжительностью 40 дней.

Перспективы развития месторождения Тенгиз

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 создано около 1 000 постоянных рабочих мест для эксплуатации объектов ПБР-ПУУД. Реализация ПБР-ПУУД позволит увеличить объем добычи нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн в год.

Обновленный бюджет ПБР-ПУУД ввиду увеличения стоимости с 36,8 млрд долл. США до 46,5 млрд долл. США (включая резерв на непредвиденные расходы в размере 1,3 млрд долл. США) был направлен на согласование Партнерам ТШО. Партнеры ТШО утвердили увеличение суммы общих капитальных затрат ПБР-ПУУД в размере 45,2 млрд долл. США без одобрения резерва на непредвиденные расходы в размере 1,3 млрд долл. США.

Проект будущего расширения (ПБР)

В реализацию ПБР входит строительство завода по подготовке нефти (Завода третьего поколения — ЗТП) мощностью 12 млн тонн нефти в год и объектов закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) мощностью 9,4 млрд м³ в год, строительство скважинных площадок и бурение скважин. Ввод объектов ЗТП/ЗСГТП в эксплуатацию планируется в 2023 году.

КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ
НЕФТИ 2Р

Более
20 лет

ДОБЫЧА ПОПУТНОГО ГАЗА
(ВСЕГО)¹

16,3
млрд м³

ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ



20% ■ КМГ
50% ■ Chevron
25% ■ Exxon Mobil
5% ■ LUKARCO B.V. (ЛУКОЙЛ)

ОПЕРАТОР

- ТОО «Тенгизшевройл»

Проект управления устьевым давлением (ПУУД)

В рамках ПУУД осуществляется строительство новой системы сбора продукции скважин, объектов повышения давления, инфраструктурных и вспомогательных объектов в целях поддержания текущего уровня добычи нефти на существующих заводах КТЛ и ЗВП. Ввод в эксплуатацию планируется в конце 2022 года.

Проекты цифровизации операционной деятельности

В 2019 году ТШО приступил к разработке цифровых решений для повышения безопасности, лучшего управления рисками, повышения эффективности рабочих процессов и увеличения доходов.

- Пилотная программа по мониторингу соблюдения правил производственной безопасности позволила повысить безопасность сотрудников в промышленных, производственных и офисных помещениях Тенгизского месторождения. В рамках этой программы было задействовано около 350 беспроводных датчиков, которые повысили персональную безопасность благодаря осведомленности за обстановкой.
- Проект по визуализации и анализу одновременных работ сформировал консолидированное представление о работах базового производства и работах в рамках проекта ПБР для определения параллельного

планирования. Своевременное выявление конфликтов позволяет командам контролировать меры по предотвращению рисков, оценивать большое количество будущих работ на местах и снижать производственные потери.

- Проект по описанию минимального жизнеспособного продукта (МЖП) позволил отработать комплексную интеграцию рабочего процесса оценки деловой ситуации ТШО, что в свою очередь позволило ускорить принятие решений и максимизировать стоимость активов. МЖП объединяет графики буровых установок, графики ввода скважин в эксплуатацию, прогнозирования добычи и анализа решений для быстрой экономической оценки сценариев развития.
- Программа оптимизации реальных данных (ПОРД). Используя данную программу группы ПБР и базового производства разработали более 1 300 экранов наблюдения и анализа для визуализации данных в реальном времени с более чем 3 000 датчиков, предоставляющих данные всех промышленных объектов и нововведенной подстанции Базовая.
- Автоматизированное управление технологическими процессами (АУТП) использует различные цифровые методы, такие как интеллектуальный анализ данных и моделирование, для разработки конкретного набора настроек технологического процесса на действующих заводах в режиме реального времени.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»

	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
2017	28 697	15 860	9 237	1 382	2 566	3 097
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

¹ Объем включает газ на собственные нужды компании и обратную закачку газа.

КАШАГАН

Ключевые индикаторы:

<p>ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА (ВСЕГО)</p> <p>14,1 млн тонн (307 тыс. барр. в сутки)</p>	<p>ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА НА ДОЛЮ КМГ</p> <p>1 169 тыс. тонн (25 тыс. барр. в сутки)</p>	<p>КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ 2P ПО НЕФТИ И КОНДЕНСАТУ</p> <p>Более 120 лет</p>	<p>ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА В 2019 ГОДУ (ВСЕГО)</p> <p>8,5 млрд м³</p>
--	---	--	---

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

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 и Юго-Западный Кашаган находятся в процессе возврата территории в пользу РК.

Гигантское месторождение Кашаган является крупнейшим нефтяным обнаружением за последние четыре десятилетия. С учетом уровня добычи нефти в 2019 году оцененная кратность запасов 2P по нефти и конденсату составила более 120 лет.

Месторождение Кашаган расположено в 80 км от города 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.

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 достигли 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, шесть из которых являются нагнетательными, а 34 — добывающие скважины.

Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию (СРПСК) было подписано Республикой Казахстан и международным консорциумом в ноябре 1997 года. Обязанности Оператора осуществляет компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NOC), действующая от имени подрядных компаний.

На текущий момент КМГ владеет 50% доли в компании КМГ Кашаган Б.В., которая в свою очередь владеет 16,88% доли в самом мега проекте - Северо-Каспийском проекте освоения Кашагана. Остальные 50% доли принадлежат АО «Самрук-Қазына» или 8,44% доли в проекте. Согласно условиям Дополнительного соглашения, к Опционному соглашению, подписанному между Кооперативом «КазМунайГаз» У.А.¹ и Фондом, срок исполнения опциона на выкуп доли 8,44% в Кашагане перенесен с периода 2018–2020 годы на 2020–2022 годы.

Производственная деятельность «Норт Каспиан Оперейтинг» Компани Н.В

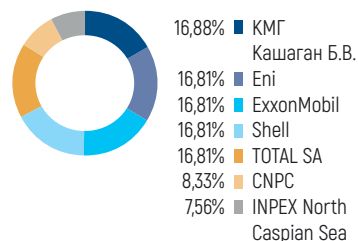
	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча попутного газа, млн м ³	Производство серы, тыс. тонн	Закачка газа, млн м ³
2017	8 286	4 799	1 151	321
2018	13 219	7 697	1 340	2 235
2019	14 127	8 453	1 323	3 148

¹ 100% принадлежит КМГ, прямое владение - 99,7440256%, косвенное владение через ТОО КМГ Кумколь - 0,2559744%.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

При условии положительного решения по инвестиционным проектам добыча нефти на Кашагане может достигнуть

450 тыс. барр. в сутки в среднесрочной перспективе

ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ**ОПЕРАТОР**

- «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NCOС)

В 2019 году впервые на месторождении Кашаган был успешно завершён капитальный ремонт с полной остановкой всех производственных объектов. Проведенный комплекс работ позволил увеличить добычу нефти и газа на наземном и морском комплексах, а также повысить коэффициент эксплуатации до 98,4%.

В рамках Северо-Каспийского проекта в 2019 году объем добычи нефти составил 14,1 млн тонн (307 тыс. барр. в сутки). Пиковая добыча на Кашагане достигла около 400 тыс. барр. в сутки в 2019 году, а среднесуточная добыча за 4 квартал 2019 года составила 344 тыс. барр. в сутки. Добыча попутного газа составила 8,4 млрд м³.

Доля КМГ в объеме добычи нефти на месторождении Кашаган выросла на 6,9% до 1 169 тыс. тонн нефти (25 тыс. барр. в сутки). Объем добычи попутного газа вырос на 10,4% и составил 700 млн м³.

Согласно условиям Соглашения о разделе продукции (СРП) вся нефть, добытая на месторождении Кашаган, направляется на экспорт, в том числе и доля нефти КМГ. Основным направлением экспорта является порт Новороссийск, через нефтепровод КТК. АО «КазТрансГаз» 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

Принятие инвестиционного решения по проектам ожидается в первом полугодии 2020 года.

Пакет 1 (Bundle 1)

С целью дальнейшего наращивания уровня добычи нефти проводятся изучения возможностей увеличения обратной закачки сырого газа и перераспределения закачки газа на другие острова за счет:

- модернизации внутренних частей 2-х существующих компрессоров на острове Д для повышения мощности нагнетания;
- прокладки трубопровода сверхвысокого давления (СВД) для перенаправления закачки газа с острова Д на острова ЕРС-2 и ЕРС-3;
- перевода в нагнетание 3-х скважин на островах ЕРС.

Ввод в эксплуатацию проекта, при условии положительного принятия решения по реализации, запланирован на 2022 год.

Проект поставки сырого газа третьей стороне

НКОК совместно с АО «КазТрансГаз» проводят изучения по возможности поставки сырого газа на планируемый новый газоперерабатывающий завод КТГ мощностью в 1 млрд м³/год сырого газа.

Социальная и экологическая ответственность

Согласно Соглашению о разделе продукции по Северному Каспию НКОК выделяет ежегодно средства на реализацию проектов инфраструктуры и социального назначения в Мангистауской и Атырауской областях. В 2019 году НКОК выделил 75 млн долл. США на социально-инфраструктурные проекты, в рамках которого завершено 11 проектов, из которых 7 в Атырауской области и 4 в Мангистауской области.

КАРАЧАГАНАК

Ключевые индикаторы:

<p>ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (СТАБ.¹) (ВСЕГО)</p> <p>10,1 млн тонн (219 тыс. барр./сутки)</p>	<p>ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (СТАБ.) НА ДОЛЮ КМГ</p> <p>1 015 тыс. тонн (22 тыс. барр./сутки)</p>	<p>ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ</p> <p>Реализация инвестиционных проектов с целью поддержания полки добычи жидких углеводородов на достигнутом уровне</p>	<p>ДОБЫЧА ГАЗА (ВСЕГО)</p> <p>18,6 млрд м³</p>
---	--	---	--

Одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире.

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

Карачаганакский проект реализуется в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции, подписанного 18 ноября 1997 года сроком на 40 лет. Распределение долевого участия между подрядными компаниями следующее: Royal Dutch Shell (29,25%), Eni (29,25%), Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и КМГ (10%). Компании Royal Dutch Shell и Eni являются совместными операторами Карачаганакского проекта.

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 и который перерабатывает жидкие углеводороды, поступающие из скважин, а также исходное сырье, транспортируемое из УКПГ-2.

Основные технологические процессы:

- стабилизация нефти (извлечение серы и меркаптанов) для дальнейшего экспорта через трубопроводную систему КТК;
- подготовка (осушка) сернистого газа для закачки в пласт и экспорта на Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ);
- производство очищенного (топливного) газа для производственных нужд месторождения, для производственных нужд КПО и для нужд Западно-Казахстанской области (ЗКО);
- очистка и утилизация сточных вод.

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.

Основные технологические процессы:

- подготовка (осушка) сернистого газа для обратной закачки;
- закачка высокосернистого газа в пласт;
- подача нестабильного конденсата на КПК;
- очистка и утилизация сточных вод.

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

Основные технологические процессы:

- подготовка газа для дальнейшего экспорта на ОГПЗ;
- дегазация конденсата для дальнейшей стабилизации на КПК;
- очистка и утилизация сточных вод.

На начало 2020 года эксплуатационный фонд скважин месторождения включает 156 добывающих и 18 нагнетательных скважин.

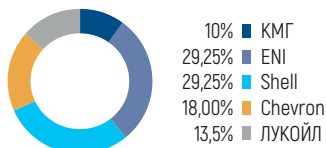
Объем добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак уменьшился на 7,3% и составил 1 015 тыс. тонн (22 тыс. барр. в сутки) на долю КМГ. Добыча газа составила 1 861 млн м³, что на 1,6% ниже уровня 2018 года. Снижение добычи связано с полной остановкой производственных объектов КПК, УКПГ-2 и УКПГ-3 с 16 сентября по 10 октября 2019 года для проведения планово-предупредительного ремонта, который являлся самым масштабным в истории КПО.

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

**КРАТНОСТЬ 2Р ЗАПАСОВ
ПО НЕФТИ И КОНДЕНСАТУ**

Более
20 лет

ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ

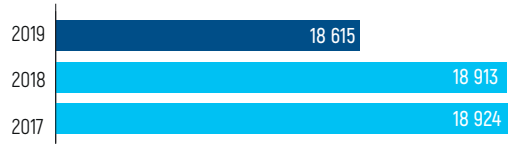


ОПЕРАТОР

- Компании Royal Dutch Shell и Eni являются совместными операторами Карачаганакского месторождения (Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.)

**ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КАРАЧАГАНАК
ПЕТРОЛИУМ ОПЕРЕЙТИНГ Б. В.**

Добыча газа, млн м³



Добыча жидких углеводородов, тыс. тонн



Закачка газа, млн м³



**ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ КАРАЧАГАНАК ПЕТРОЛИУМ
ОПЕРЕЙТИНГ Б. В.**

Нефть, тыс. тонн



Нестабильный конденсат, тыс. тонн



Сырой газ, млн м³



Перспективы развития месторождения Карачаганак

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение находится на втором этапе промышленного освоения (Этап 2М), в рамках которого реализуются 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 (Этап 2М):

- Прокладка дополнительного 5го нагнетательного трубопровода (5TL) — позволит увеличить годовой объем закачки газа до 10 млрд м³/год с целью поддержания пластового давления;
- 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/год с целью увеличения объемов подготовки газа для закачки в пласт и/или экспорта на ОГПЗ;

- Установка 4го компрессора обратной закачки газа на УКПГ-2 (4IC) — 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/год.

В 2019 году введен в эксплуатацию Проект 5-й нагнетательный трубопровод (5TL). В мае 2019 года Партнеры по консорциуму подписали соглашение о санкционировании

Проекта установки 4-го компрессора обратной закачки газа (4IC).

Успешный своевременный ввод в эксплуатацию Проекта 5й нагнетательный трубопровод (5TL) придает уверенность в том, что КПО сможет успешно реализовать в соответствии с ожиданиями другие крупные инвестиционные проекты, находящиеся в настоящий момент на этапе строительства: Проект по снятию производственных ограничений по газу на КПК и Проект установки 4-го компрессора обратной закачки газа на УКПГ-2. Ввод в эксплуатацию данных проектов планируется в 2021 году.

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.

Проекты цифровизации операционной деятельности

В рамках Программы инновационного развития «Цифровой Казахстан», КПО разработала 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.

Социальная и экологическая ответственность

В 2019 году реализованы восемь социальных проектов в Западно-Казахстанской области (ЗКО), из которых пять относятся к гражданскому строительству (преимущественно строительство физкультурно-оздоровительных комплексов) и три проекта к строительству и ремонту дорог.

Эволюция очистки и испытания скважин на месторождении Карачаганак по всем трем фазам (газ, нефть, вода) достигнутого за счет внедрения передовых технологий: мультифазного насоса нового поколения, сепаратора Megaflow. Это позволило отправлять отсепарированные углеводороды напрямую на завод без отжига. За счет применения передовых технологий и совершенствований, КПО в данный момент кардинально сократил эмиссию, показатель утилизации газа на Карачаганак составляет 99,94%. По итогам 2019 года общий объем сжигания газа на факелах составил 0,056% (10,4 млн м³) от общего объема добытого газа КПО (18 614,6 млн м³).

ДОБЫЧА НЕФТИ НА ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВАХ

На операционных активах разрабатываемых КМГ самостоятельно либо с партнерами больше половины месторождений являются зрелыми ввиду высокой выработанности запасов и высокой обводненности (более 80%). Промышленная эксплуатация на зрелых месторождениях началась еще десятилетия назад. В 1899 году на месторождении Карашунгул, относящийся к АО «Эмбаунайгаз», впервые обнаружили нефть, что стало отсчетом истории национальной нефтедобычи. Так, 2019 год ознаменовался 120-летием нефтегазовой отрасли Казахстана. На месторождении Узень в 1960 году был добыт первый фонтан газа, а в 1961 году — нефти. Рождение газонефтяного месторождения Каражанбас было в 1974 году, когда впервые ударил фонтан нефти.

Необходимо отметить, что на сегодня около 80% добычи нефти на операционных активах Компании приходится на 7 основных месторождений: Узень и Карамандыбас (АО «Озенмунайгаз»), Каламкас и Жетыбай (АО «Мангистаумунайгаз»), С.Нуржанов и Восточный Молдабек (АО «Эмбаунайгаз») и Каражанбас (АО «Каражанбасмунай»).

Важной составляющей дальнейшего развития Компании является повышение эффективности добычи на зрелых месторождениях. Для выполнения этой задачи на производственных объектах КМГ на постоянной основе осуществляется контроль производственных процессов с целью их оптимизации, соблюдение политики энергосбережения, а также ведется поиск способов повышения коэффициента извлечения нефти, например, ввод новых скважин в эксплуатацию, гидроразрыв пласта, капитальный ремонт скважин, дострел и перестрел пластов и полимерное заводнение.

КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН НА ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВАХ КМГ, ЕДИНИЦЫ



В 2019 году доля КМГ в объеме добычи нефти операционных активов незначительно уменьшилась и составила 15 476 тыс. тонн (307 тыс. барр. в сутки). Это отражает естественное падение уровня добычи на месторождениях ТОО «СП «Казгермунай» и АО «ПетроКазахстан Инк.» на 17,7% и 15,5% в сравнении с 2018 годом, что соответствует производственному плану.

Технические характеристики добываемой нефти существенно отличаются от региона к региону. Самая тяжелая

нефть добывается в АО «Каражанбасмунай» с коэффициентом баррелизации 6,68 барр. на тонну. Нефть, добываемая на крупных неоперационных проектах, легче — ее коэффициент баррелизации приближается к 8 барр. на тонну.

Общий фонд скважин под операционным управлением в 2019 году составил 16 564 единицы, из которых 12 235 приходится на переходящий фонд скважин. Большая часть объема добычи нефти и конденсата приходится на добычу от переходящего фонда скважин.

Параметры добывающих активов КМГ в 2019 году

	Пористость	Плотность в градусах API	Содержание серы, %	Кол-во месторождений	Средний дебит новых скважин, тн/сутки	Средний дебит переходящего фонда скважин, тн/сутки	Коэффициент баррелизации нефти, баррелей/тонну
АО «Озенмунайгаз» (100%)	0,19	36,51	0,14	2	11,2	4,4	7,23
АО «Эмбамунайгаз» (100%)	0,27	32,03	0,62	33	11,1	3,8	7,30
ТОО «КазГПЗ» (конденсат) (100%)	0,14	57,05	-	4	-	0,8	-
АО «Каражанбасмунай» (50%)	0,30	19,81	1,55	1	2,9	2,2	6,68
ТОО «СП «Казгермунай» (50%)	0,26	39,95	0,1	5	21,2	26,0	7,38
«ПетроКазахстан Инк.» (33%)	0,25–27	41,9–66,9	0,03–0,43	23	10,5–17,0	3,53–8,70	7,75
ТОО «Амангельды Газ» (конденсат) (100%)	0,10–0,24	-	0	3	0,15	1,04	-
АО «Мангистаумунайгаз» (50%)	0,14	30,77	0,2	15	12,7	6,0	7,23
ТОО «Казахойл Актобе» (50%)	0,10	36,12	1	2	-	17,1	7,50
ТОО «Казахтуркмунай» (100%)	0,14	36,12	3,17	6	-	32,9	7,21

