



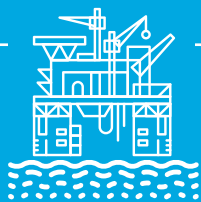
КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY ҚҰЛТМҚ КОМПАНИЯСЫ

Годовой отчет 2019



СТАБИЛЬНЫЙ
лидер

СТАБИЛЬНЫЙ ЛИДЕР



38

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА



56

ТРАНСПОРТИРОВКА



26% добычи нефти и конденсата и 15% добычи газа в Казахстане

57% рынка транспортировки нефти

СОДЕРЖАНИЕ

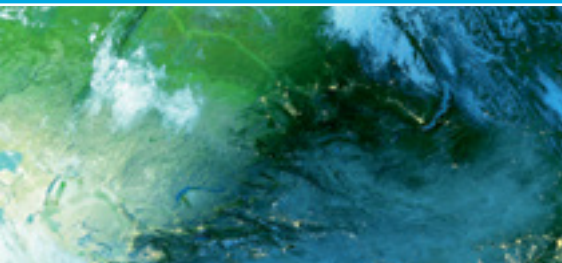
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

О КОМПАНИИ	4	ОБЗОР ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	38
Сфера деятельности	4	Запасы	38
География	4	Геологоразведка	40
Структура капитала	4	Добыча нефти	45
Структура активов	6	Мега проекты	46
Ключевые рынки	7	Добыча и Производство Газа	54
Бизнес-модель	8	Транспортировка нефти	56
Ключевые преимущества	10	Транспортировка газа и маркетинг	59
Основные показатели	14	Переработка нефти и маркетинг	65
		Сервисные проекты	70
ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ	16	ФИНАНСОВЫЙ ОБЗОР	72
ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ	18		
СТРАТЕГИЯ	20	УПРАВЛЕНИЕ АСПЕКТАМИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ	81
Макроэкономика и Глобальные Тренды	20	Система менеджмента	81
Внутренние драйверы и их влияние на реализацию стратегии	25	Экологическая ответственность и безопасность	85
Стратегические приоритеты	29	Программы энергосбережения и повышения эффективности	87
Система показателей эффективности	32	Повышение полезного использования попутного нефтяного газа	90
Обзор реализации проектов согласно стратегическим приоритетам	33		
Обзор инвестиционного портфеля	33	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА	92
Трансформация и цифровизация	36	Травматизм	93
		Охрана здоровья	94
		Развитие персонала	95
		Индекс социальной стабильности (ИСС)	99

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СИСТЕМА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	102
РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	103
	104
ОТЧЕТ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ	108
Состав Совета директоров	108
Работа Совета директоров в 2019 году	118
Оценка деятельности Совета директоров	120
Корпоративный секретарь	120
ОТЧЕТ О РАБОТЕ КОМИТЕТОВ ПРИ СОВЕТЕ ДИРЕКТОРОВ	121
Комитет по финансам	122
Комитет по назначениям и вознаграждениям	123
Комитет по стратегии и управлению портфелем	125
Комитет по аудиту	127
Комитет по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию	131

ОТЧЕТ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ



ПЕРЕРАБОТКА



79% рынка транспортировки газа страны

Участие во всех крупнейших современных нефтеперерабатывающих заводах Республики Казахстан с долей рынка 81%

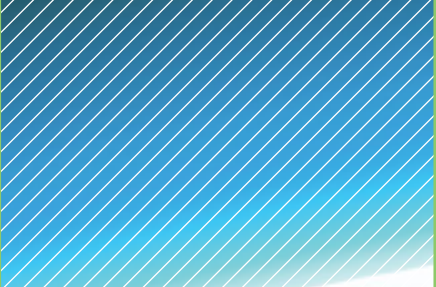
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

ПРИЛОЖЕНИЯ

ОТЧЕТ О РАБОТЕ ПРАВЛЕНИЯ	133
Деятельность/Работа Правления в 2019 году	133
Состав Правления	134
ОТЧЕТ О ВОЗНАГРАЖДЕНИИ	139
Вознаграждение членов Совета директоров	139
Вознаграждение членов Правления	141
КОРПОРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ	142
Служба внутреннего аудита	142
Служба комплаенс	143
Риск-менеджмент и внутренний контроль	144
Ключевые Риски	149
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С АКЦИОНЕРАМИ И ИНВЕСТОРАМИ	154
Структуру Акционерного капитала	154
Дивиденды	155
Кредитные рейтинги	155
Облигационные займы	156
Взаимодействие с инвесторами	157

ЗАКЛЮЧЕНИЕ АУДИТОРА	160
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	166
Консолидированный отчет о совокупном доходе	166
Консолидированный отчет о финансовом положении	168
Консолидированный отчет о движении денежных средств	170
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	173
ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ	175

ОТЧЕТ О СОБЛЮЖДЕНИИ ККУ ЗА 2019 ГОД	266
ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ	273



#1

ПО

ДОБЫЧЕ НЕФТИ

В КАЗАХСТАНЕ

Группа занимает более
четверти рынка Республики
Казахстан по добыче нефти
и газового конденсата

ДАЛЕЕ:

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



КАШАГАН

ГИГАНТСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАШАГАН
ЯВЛЯЕТСЯ КРУПНЕЙШИМ
НЕФТЯНЫМ ОБНАРУЖЕНИЕМ
ЗА ПОСЛЕДНИЕ ЧЕТЫРЕ
ДЕСЯТИЛЕТИЯ. С УЧЕТОМ
УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В 2019 ГОДУ ОЦЕНЕННАЯ
КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ 2Р
ПО НЕФТИ И КОНДЕНСАТУ
СОСТАВИЛА БОЛЕЕ 120 ЛЕТ.

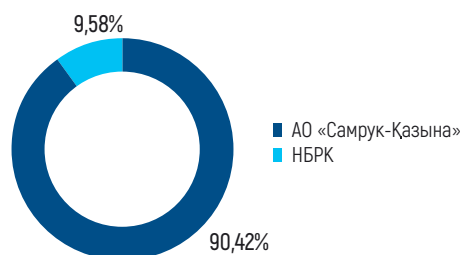
Разработка месторождения
Кашаган в суровых морских
условиях Северного Каспия
представляет собой уникальную
совокупность технических
трудностей и сложностей в плане
логистики.

О КОМПАНИИ

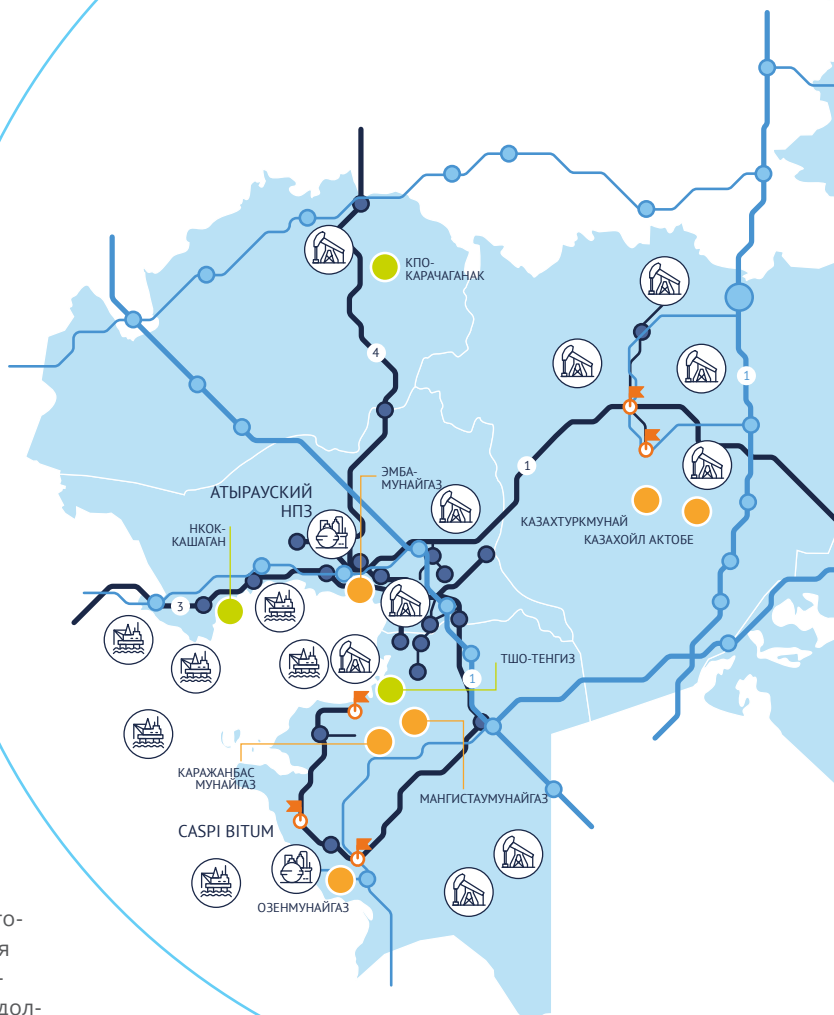
АО «Национальная компания» КазМунайГаз» (КМГ, Компания) является ведущей вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией Казахстана. КМГ управляет активами по всему производственному циклу от разведки и добычи углеводородов до транспортировки, переработки и предоставления сервисных услуг. Компания основана в 2002 году и представляет интересы Республики Казахстан в нефтегазовой отрасли страны.

СТРУКТУРА КАПИТАЛА

Акционерами КМГ являются Акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (далее – АО «Самрук-Қазына», Фонд) (90,42%) и Национальный банк Республики Казахстан (далее – НБРК) (9,58%).



АО «Самрук-Қазына» - Фонд, единственным акционером которого является Правительство Республики Казахстан. Миссия АО «Самрук-Қазына» заключается в повышении национального благосостояния Республики Казахстан и обеспечении долгосрочной устойчивости для будущих поколений. В портфель Фонда входят компании нефтегазового и транспортно-логистического секторов, химической и атомной промышленности, горно-металлургического комплекса, энергетики и недвижимости.



23,62

МЛН ТОНН

**ДОБЫЧА НЕФТИ
И КОНДЕНСАТА**

8,46

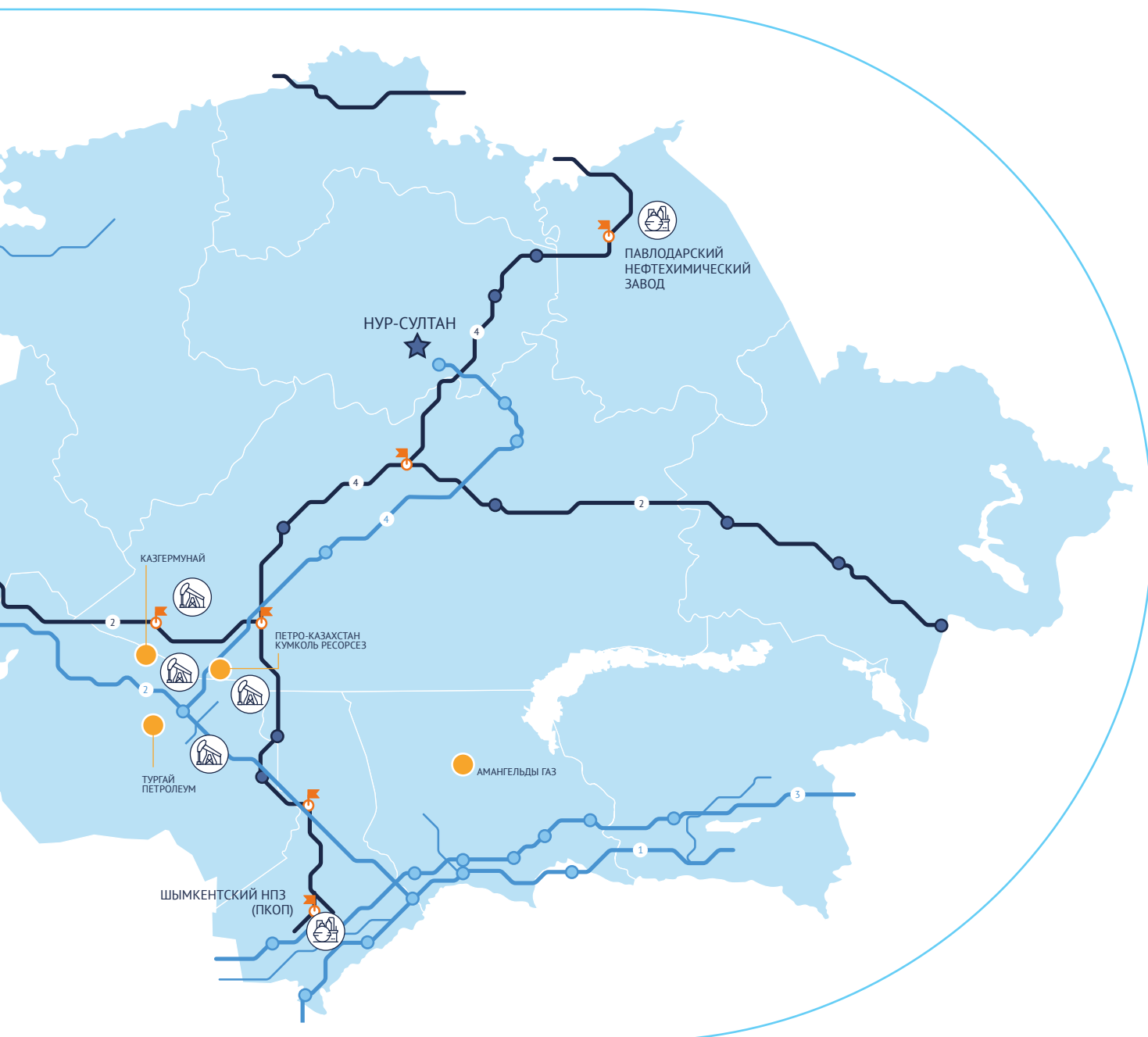
МЛРД М³

ДОБЫЧА ГАЗА

78,07

МЛН ТОНН

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ



103,49
МЛРД М³
ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

20,59
МЛН ТОНН
ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

- ОПЕРАЦИОННЫЕ ДОБЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ
- МЕГА ПРОЕКТЫ
- НПЗ
НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ
- ⬮ ГНПС
ГОЛОВНАЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ
- КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ
- ══ ДЕЙСТВУЮЩИЙ НЕФТЕПРОВОД
- ══ ДЕЙСТВУЮЩИЙ ГАЗОПРОВОД
- ⚙ РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА
- ⚙ ПЕРЕРАБОТКА

СТРУКТУРА АКТИВОВ

СУЩЕСТВЕННЫЕ АКТИВЫ КМГ



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

Мега проекты:

- Тенгизшевройл (ТШО)..... 20%
- Карачаганак (КПО)..... 10%
- Кашаган 8,44%¹

Операционные активы:

- Озенмунайгаз (ОМГ) 100%
- Мангистаумунайгаз (ММГ)..... 50%
- Эмбамунайгаз (ЭМГ) 100%
- Казгермунай (КГМ) 50%
- ПетроКазахстан Инк (ПКИ)..... 33%
- Каражанбасмунай (КБМ)..... 50%
- Казахойл Актобе (КОА) 50%
- Казахтуркмунай (КТМ) 100%
- КазМунайТениз..... 100%

¹. В октябре 2015 года АО «Самрук-Қазына» приобрело 50% доли в Кашагане с правом выкупа акций в соответствии с опционным соглашением в течение 2020 и 2022 годов. КМГ и АО «Самрук-Қазына» в общем принадлежат 16,88% доли в Кашагане.



ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА, МАРКЕТИНГ ГАЗА

- КазТрансОйл (КТО)..... 90%
 - Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)..... 50%
 - Мунай Тас..... 51%
 - Batumi Oil Terminal..... 100%
- Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК) 20,75%²
- Казмортрансфлот (КМТФ)..... 100%
- КазТрансГаз..... 100%
 - Интергаз Центральная Азия (ИЦА)..... 100%
 - Азиатский Газопровод (АГП)..... 50%
 - КазТрансГаз Аймак (КТГ Аймак)..... 100%
 - Газопровод Бейнеу-Шымкент (ГБШ)..... 50%
- КазРосГаз 50%

². 19% через КМГ и 1,75% через Kazakhstan Pipeline Ventures (KPV).



ПЕРЕРАБОТКА

- ПНХЗ..... 100%
- АНПЗ..... 99,53%
- ПКОВ 49,72%
- КМГ International 100%
 - Петромидия..... 54,63%
 - Bera..... 54,63%

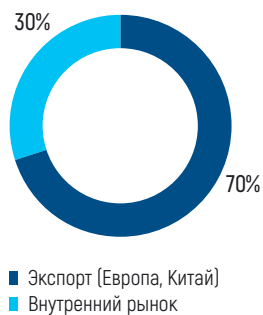
КЛЮЧЕВЫЕ РЫНКИ



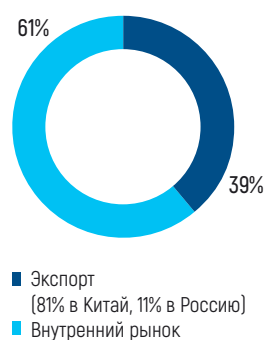
НЕФТЕСЕРВИС

- KMG Nabors Drilling Company 49%
- KMG Parker Drilling Company..... 49%
- KMG Automation 49%

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ



РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА³



РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ



³ КМГ принадлежит 100% простых акций АО «КазТрансГаз» (КТГ), являющегося национальным газовым оператором и реализующего преимущественное право государства на приобретение сырого и товарного газа у недропользователей, обеспечивая внутренний рынок газом и осуществляя поставку газа на экспорт.

БИЗНЕС-МОДЕЛЬ

РЕСУРСЫ

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 16 геологоразведочных проектов ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ (2Р) 676 млн тонн н.э. (5,2 млрд барр. н.э.)	ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ	МАГИСТРАЛЬНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА
	23,6 млн тонн нефти и конденсата (485 тыс. барр. в сутки) 8,5 млрд куб. м газа	67,3 млн тонн Транспортировка нефти
	ДОБЫЧА	ТРАНСПОРТИРОВКА
	Разведка и добыча	Транспортировка нефти
EBITDA		
5 126 МЛН ДОЛЛ. США	49 %	11 %
100% ДЗО - полностью консолидируемые в ФО	- ОМГ(100%) - ЭМГ(100%) - КМГ Карачаганак.....(100%) - КТМ.....(100%)	- КТО(100%) - КМТФ.....(100%)
- СП и ассоциируемые компании - Учитываемые по доле-вому методу	- ТШО.....(20%) - ММГ(50%) - Кашаган(8,44%) - КГМ(50%) - прочие	- КТК.....(20,75%) - прочие

К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геологоразведки, разработки и добычи углеводородов (в основном нефти). В сегмент «Транспортировка нефти» относятся компании КТО, КМТФ, КТК, осуществляющие транспортировку нефти. В сегмент «Транспортировка и маркетинг газа» классифицирована дочерняя организация КМГ — КазТрансГаз (КТГ). В сегмент «Переработка» входят все Казахстанские нефтеперерабатывающие заводы (АНПЗ, ПНХЗ, ПКОВ). КМГ International определена как отдельный сегмент, так как КМГ I — интегрированная, диверсифицированная нефтяная компания, осуществляющая деятельность на международных рынках в сфере переработки, нефтехимии, сбыта нефти и нефтепродуктов. В сегмент «Нефтесервисные и прочие компании» включена нефтесервисная деятельность Компании, а также прочих компаний, чья деятельность не является основной для Группы КМГ.

Для анализа своего финансового положения КМГ определил следующие сегменты: разведка и добыча, транспортировка нефти, транспортировка и маркетинг газа, переработка, KMG International, нефтесервисные и прочие компании. Сегменты были определены на основе характера операций. Результаты в определенных сегментах регулярно оцениваются руководством Группы.

103,5 млрд куб. м Транспортировка газа		ПЕРЕРАБОТКА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ 6,5 млн в год Мощности переработки в Румынии 15 млн в год (с учетом доли) Мощности переработки в РК	
		ПЕРЕРАБОТКА	ПРОЧИЕ
Транспортировка и реализация газа	Переработка, Трейдинг, KMG I	Сервисные проекты, КЦ, прочие активы	
	23 %	14 %	3 %
КТГ (100%)	- АНПЗ..... (99,53%) - ПНХЗ..... (100%) - KMG I (100%)		
- АГП..... (50%) - ГБШ..... (50%) - КазРосГаз (50%) - прочие	- ПКОП..... (49,72%) - прочие		

ЦЕННОСТИ ДЛЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ СТОРОН

Лидерство и присутствие в каждом сегменте нефтегазовой отрасли страны — от геологоразведки до реализации продукции потребителям — позволяют Компании создавать ценность для широкого круга заинтересованных сторон. КМГ осуществляет регулярные выплаты акционерам, надлежащим образом исполняет обязательства перед инвесторами и кредиторами, является крупным работодателем и налогоплательщиком, наращивает взаимовыгодное сотрудничество с партнерами, инвестирует в социальные проекты, обеспечивает высокие стандарты экологической безопасности.

КЛЮЧЕВЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

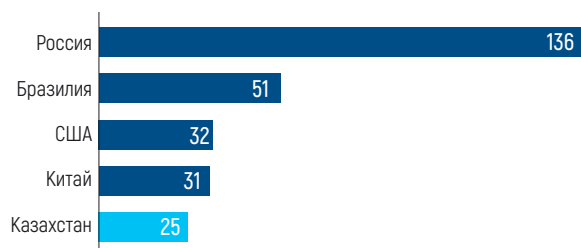
УНИКАЛЬНОЕ ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ

Казахстан — страна со значительной ресурсной базой, выгодным расположением и уникальной возможностью поставлять продукцию в Европу и на динамично развивающиеся азиатские рынки, включая Китай.

За последние 20 лет экономика Казахстана выросла в одиннадцать раз благодаря политической и социальной стабильности, развитию запасов природных ресурсов и динамично развивающейся промышленной инфраструктуре.

Нефтегазовая отрасль — ведущий сектор экономики Казахстана. Нефтегазовый сектор приносит значительную часть совокупных налоговых поступлений страны, а также экспортных доходов, и является сектором интереса для большей части прямых иностранных инвестиций. За последнее десятилетие объем прямых иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Казахстана составил более 70 млрд долл. США. Широкое присутствие мировых лидеров энергетической индустрии свидетельствует о привлекательности региона для инвесторов. Казахстан входит в топ 5 стран, не входящих в ОПЕК, по оставшимся запасам нефти категории 2P¹.

ПОЗИЦИЯ В ПЕРВОЙ ПЯТЕРКЕ СТРАН, НЕ ВХОДЯЩИХ В ОПЕК, ПО ТРАДИЦИОННЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ
ИМЕЮЩИЕСЯ 2P ЗАПАСЫ НЕФТИ, МЛРД БАРР. (2019)



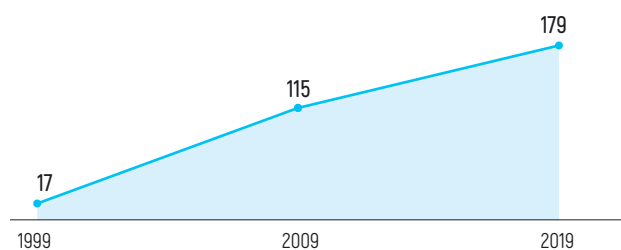
Источник: IHS Markit

По данным EDIN и Vantage Data на 18 января 2020 года, за исключением нетрадиционных запасов в Северной Америке (например, континентальная нефть в США и нефтеносные пески в Канаде).

¹. Оценки IHS Markit.

². ВВП на 2019 год по предварительным данным по состоянию на 24 февраля 2020 года.

ВВП КАЗАХСТАНА, МЛРД ДОЛЛ. США¹



Источник: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

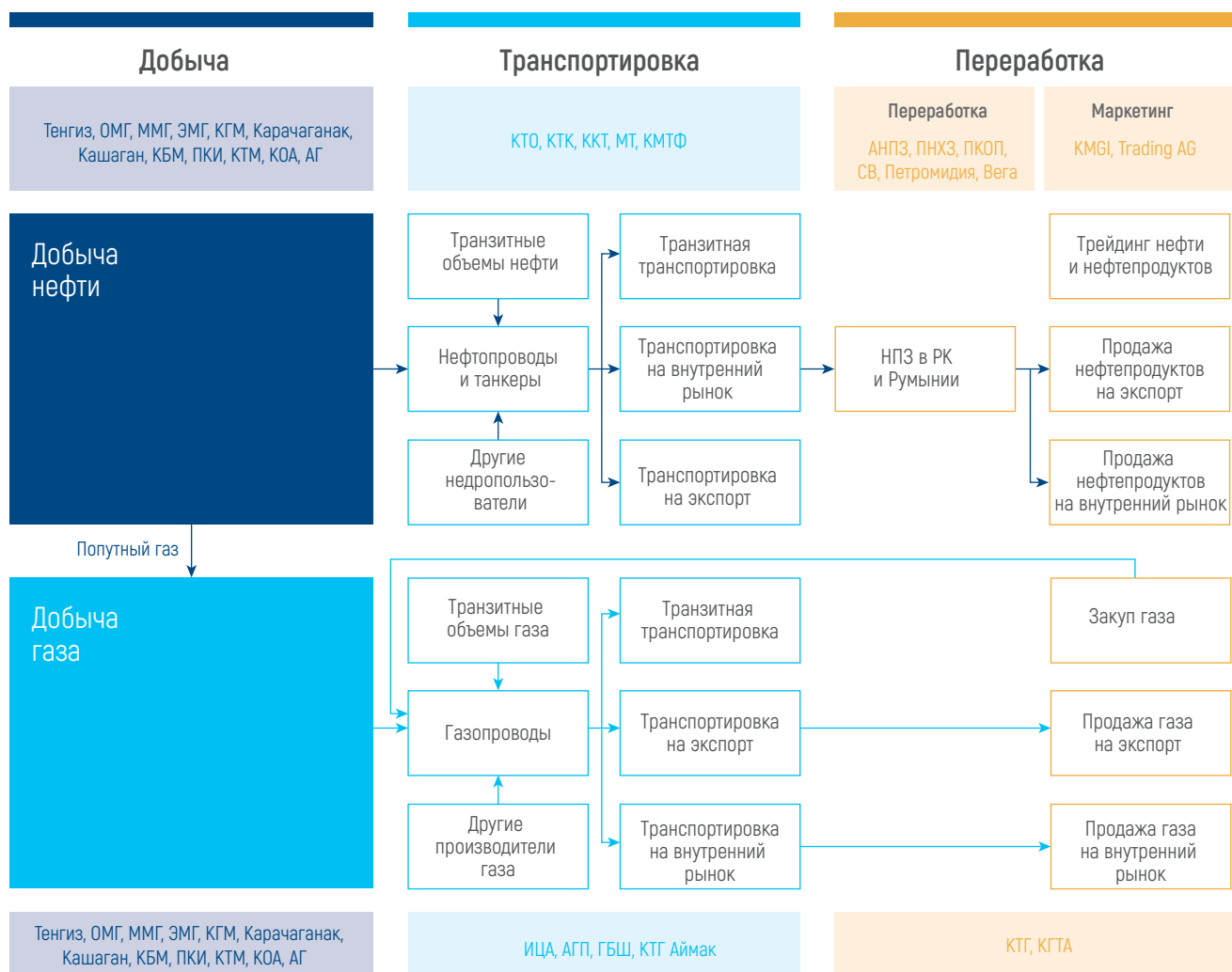


ПОЛНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЦЕПОЧКИ СОЗДАНИЯ СТОИМОСТИ

КМГ является национальным лидером нефтегазовой отрасли Казахстана с полной интеграцией на всех этапах цепочки создания добавленной стоимости.

Будучи национальным лидером нефтегазовой отрасли и вертикально интегрированной компанией КМГ имеет стабильную платформу для своего долгосрочного устойчивого развития. Активы КМГ включают полный цикл цепочки создания добавленной стоимости углеводородов, состоящей из разведки, добычи, транспортировки, переработки и маркетинга. Деятельность ведется на территории Казахстана и Румынии.

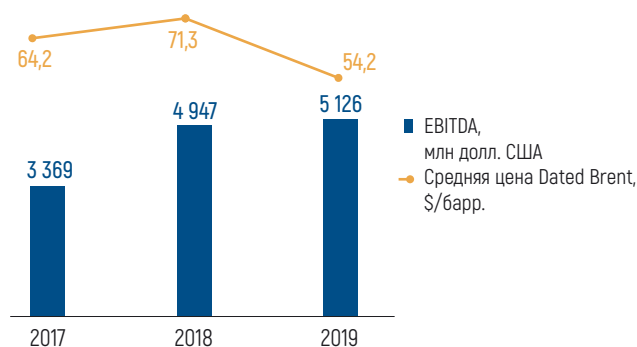
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЦЕПОЧКА



ФИНАНСОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Несмотря на высокую волатильность сырьевых рынков и снижение цен на нефть в 2019 году, финансовые показатели оставались устойчивыми. Средняя цена на нефть Dated Brent снизилась на 10% в сравнении с 2018 годом, а такие ключевые финансовые показатели как EBITDA, свободный денежный поток и чистая прибыль показали положительный рост на 3,6%, 27,5% и 50,5% соответственно.

ЕВИТДА И ЦЕНЫ НА НЕФТЬ



Источник: S&P Global Platts

ДИВЕРСИФИЦИРОВАННЫЙ ПОРТФЕЛЬ ДОБЫВАЮЩИХ АКТИВОВ

КМГ имеет диверсифицированный портфель активов по добыче нефти и газа с привлекательным потенциалом роста.

Дополнительный импульс для устойчивого неорганического роста дает наличие уникального доступа к новым лицензиям и нефтегазовым активам, реализуемым в Казахстане.

В партнерстве с международными компаниями КМГ участвует в крупнейших нефтегазовых проектах мирового масштаба с перспективой роста объемов добычи углеводородов: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак. Операционные активы преимущественно представлены зрелыми

месторождениями со стабильным уровнем добычи, повышение эффективности добычи которых является одной из важных задач для Компании.

Кратность запасов 2Р нефти и конденсата (с учетом уровня добычи нефти и конденсата в 2019 году) составила 23 года

26%
доля от добычи
нефти и конденсата
в Казахстане

15%
доля от добычи
газа
в Казахстане

СОВРЕМЕННЫЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ

Компания контролирует четыре крупнейших нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) в Казахстане и два в Румынии, которые прошли глубокую модернизацию. В результате увеличена глубина переработки нефти, полностью обеспечены потребности внутреннего рынка Казахстана в светлых высококачественных продуктах. У КМГ появилась возможность экспортировать светлые нефтепродукты в Европу и Центральную Азию.

81%
доля от объема переработки нефти
на НПЗ Казахстана

ЛИДИРУЮЩАЯ ПОЗИЦИЯ В СЕКТОРЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА КАЗАХСТАНА

Находящаяся под управлением нефтетранспортная система хорошо диверсифицирована и имеет высокий транзитный и экспортный потенциал. Активная фаза инвестиций в сектор завершена и текущие мощности рассчитаны на обслуживание растущего объема добычи в стране.

57%

от объемов транспортировки нефти Казахстана

79%

от объемов транспортировки газа Казахстана

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И ПРИВЕРЖЕННОСТЬ ПРИНЦИПАМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

КМГ признает свою приверженность и ответственность перед нынешними и будущими поколениями по вопросам состояния окружающей среды и социальной стабильности.



Инициатива Всемирного банка «За полное прекращение практики сжигания попутного газа к 2030 году»



Инициатива 17 целей ООН в области устойчивого развития



Климатическая программа CDP



Глобальная инициатива по снижению уровня метана

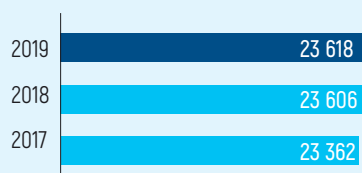
ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

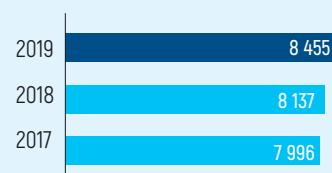
ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ
(2Р), МЛН ТОНН



ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА, ТЫС. ТОНН



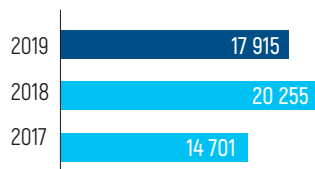
ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО
ГАЗА, МЛН М³



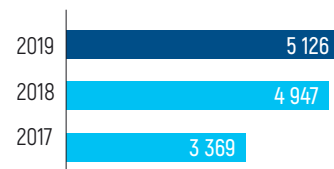
38 Более подробная информация в разделе
«Финансовый обзор»

ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

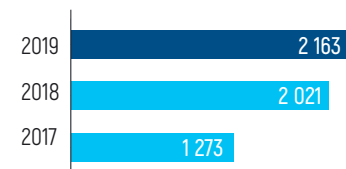
ВЫРУЧКА,
МЛН ДОЛЛ.США



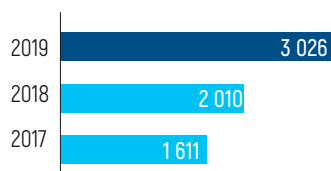
EBITDA,
МЛН ДОЛЛ.США



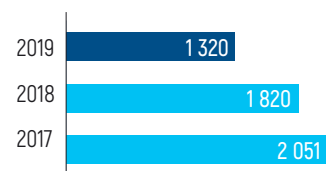
ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, МЛН ДОЛЛ. США



ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ,
МЛН ДОЛЛ.США



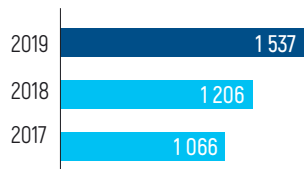
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ ПО МЕТОДУ
НАЧИСЛЕНИЯ, МЛН ДОЛЛ.США



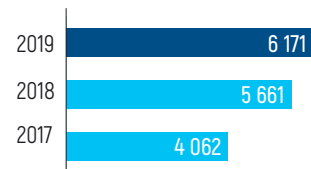
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ ПО КАССОВОМУ
МЕТОДУ, МЛН ДОЛЛ.США



СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК,
МЛН ДОЛЛ.США



ЧИСТЫЙ ДОЛГ,
МЛН ДОЛЛ.США



ЧИСТЫЙ ДОЛГ/EBITDA



72 Более подробная информация в разделе
«Финансовый обзор»

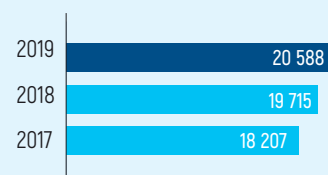
ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН



ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА, МЛН М³



ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН

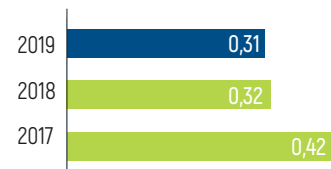


СОЦИАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

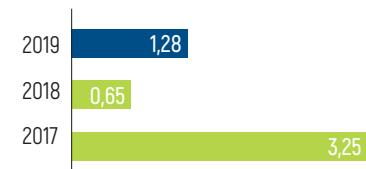
ФАКТИЧЕСКАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ¹



КОЭФФИЦИЕНТ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ С ПОТЕРЕЙ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ (LTIR), НА 1 МЛН ЧЕЛОВЕКО-ЧАСОВ



КОЭФФИЦИЕНТ СМЕРТЕЛЬНЫХ СЛУЧАЕВ (FAR), НА 100 МЛН ЧЕЛОВЕКО-ЧАСОВ

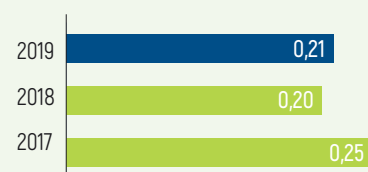


¹. В 2019 году Компания пересмотрела подход для расчета фактической численности работников (в расчет включены работники компаний с долей участия 50% и более). Данные за предыдущие периоды были также пересчитаны.

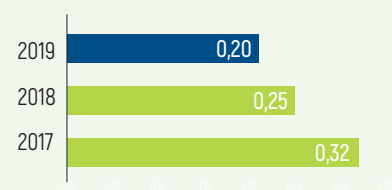
92 Более подробная информация в разделе «Финансовый обзор»

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

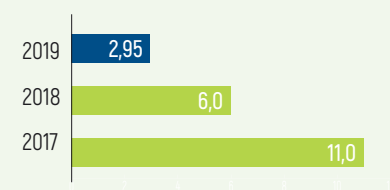
ВЫБРОСЫ NO_x, ТОНН НА 1 ТЫС. ТОНН ДОБЫЧИ УВС



ВЫБРОСЫ SO_x, ТОНН НА 1 ТЫС. ДОБЫЧИ УВС



ИНТЕНСИВНОСТЬ СЖИГАНИЯ ПНГ, ТОНН НА 1 ТЫС. ТОНН ДОБЫЧИ УВС



81 Более подробная информация в разделе «Финансовый обзор»

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ



Уважаемые инвесторы,
акционеры, коллеги и партнеры!

Я рад сообщить Вам, что благодаря непрерывным усилиям руководства и сотрудников Компании нам удалось обеспечить дальнейшую положительную динамику развития в 2019 году. Мы успешно выполнили целый ряд важных задач, стоявших перед нами, и добились сильных операционных и финансовых результатов, что позволяет нам продолжать дальнейшее стабильное развитие и повышать акционерную стоимость Компании. Все это стало возможным благодаря укреплению финансового положения Компании и стабильному уровню производства как на собственных активах, так и в совместных проектах, реализуемых с нашим долевым участием.

СТРАТЕГИЯ

В течение всего года мы работали над достижением стратегических целей Компании, успешно выполнив поставленные на 2019 год финансовые и операционные задачи и цели. Наши операционные результаты за 2019 год подтверждают лидирующую роль КМГ в нефтегазовом секторе страны.

В части реализации стратегической цели по приросту запасов мы заключили два контракта на разведку и добычу по морским проектам «Абай» и «Женис» с крупными международными нефтяными компаниями Eni и «ЛУКОЙЛ». Кроме того, было подписано соглашение о принципах по проекту I-P-2 с компанией «ЛУКОЙЛ», а также ряд других соглашений и меморандумов с компаниями BP, Equinor, «ЛУКОЙЛ», «Татнефть» и SOCAR. В 2020 году ожидается дальнейший прогресс в организации деятельности совместных предприятий и реализации проектов сотрудничества.

Мы придерживаемся нашей утвержденной в 2018 году 10-летней стратегии, регулярно пересматривая ее на предмет актуальности и соответствия поставленным целям. В 2019 году основное внимание при реализации стратегии и работе с системой КПЭ уделялось актуализации общих инициатив по Газовому направлению. В настоящее время мы прорабатываем более детальную стратегию развития этого бизнес-сегмента, реализация которой вполне вероятно может изменить текущую структуру добычи Группы КМГ, сместив акцент с сырой нефти в сторону более сбалансированной добычи газообразных и жидких углеводородов.

В 2019 году мы значительно снизили долговую нагрузку, в основном за счет исполнения обязательств в размере 2,25 млрд долл. США в рамках авансирования поставок нефти и сжиженного углеводородного газа ТШО. Кроме того, в результате проделанной за последние два года работы

по замещению краткосрочных обязательств долгосрочными нам удалось продлить сроки погашения долга Группы и согласовать пакеты ковенантов по выпускам наших еврооблигаций. В результате, рейтинговые агентства Fitch Ratings (в марте 2019 года) и Moody's (в августе 2019 года) повысили индивидуальный кредитный рейтинг КМГ. Сейчас Компания имеет кредитные рейтинги инвестиционного уровня от обоих агентств, при этом один из них — на две ступени ниже суверенного рейтинга Республики Казахстан.

В течение всего недавнего периода масштабных капиталовложений мы поддерживали строгую дисциплину использования капитала, удерживая уровень долговой нагрузки на приемлемом уровне. Несмотря на то, что наши капитальные затраты в 2019 году составили 1,3 млрд долл. США, Компания обеспечила свободный денежный поток на уровне около 1,5 млрд долл. США и устойчивое соотношение активов и пассивов. В перспективе мы ожидаем, что наши вложения в формирование качественного портфеля активов начнут приносить свои плоды.

В течение двух последних лет мы проводили анализ и приоритизацию инвестиционных проектов и намерены перейти к более четко регламентированному подходу в управлении портфелем инвестиций по критериям показателей доходности для каждого проекта, а также его стоимости и соответствия стратегии Группы.

Что касается возможного IPO, как Вам известно, КМГ является частью приватизационной программы Правительства Республики Казахстан. Окончательное решение относительно любого варианта IPO будет приниматься нашими основными акционерами и будет зависеть от ряда различных факторов.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Совет директоров уделяет корпоративному управлению первостепенное внимание и работает над его постоянным совершенствованием.

На текущий момент в состав Совета директоров КМГ входят четыре независимых директора, четыре представителя основного акционера (три из которых являются неисполнительными директорами) и Председатель Правления АО НК «КазМунайГаз». Председатель Совета директоров и председатели всех комитетов при Совете директоров являются независимыми директорами, что дает уникальную возможность получать независимую профессиональную оценку по всем важным вопросам деятельности Компании. Состав Совета директоров сформирован в соответствии со специально разработанной матрицей навыков и компетенций.

В 2019 году в состав Совета директоров был включен независимый директор Луис Мария Виана Палья да Силва, который был избран председателем Комитета по назначениям и вознаграждениям. Луис имеет опыт работы в сфере нефтепереработки и нефтехимии, что будет крайне полезным для Компании в условиях наращивания объемов производства наших модернизированных нефтеперерабатывающих заводов.

Также хотел бы поприветствовать нового члена Совета директоров, представителя основного акционера — неисполнительного директора Энтони Эспину. Энтони располагает обширным опытом работы с фондовыми рынками, что представляет огромную ценность для КМГ в контексте повышения нашей финансовой устойчивости и проработки вариантов IPO Компании совместно с нашим основным акционером.

В 2019 году Совет директоров расширил ряд вопросов, переданных на контроль и углубленную проработку в профильные комитеты. Данные меры направлены на концентрацию внимания Совета директоров на наиболее важных стратегических вопросах без потери качества и эффективности контроля со стороны Совета директоров.

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ

Мы уделяем большое внимание вопросам устойчивого развития и стремимся к более прозрачному подходу по вопросам ESG. За последние четыре года мы значительно улучшили наши основные показатели в сфере охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Коэффициент несчастных случаев с потерей рабочего времени сократился на 37%, коэффициент смертельных случаев — на 72%, выбросы CO₂ — на 12%, а интенсивность сжигания попутного нефтяного газа — на 75%. Несмотря на эти улучшения, я хотел бы подчеркнуть, что единственным приемлемым для нас результатом станет полное отсутствие травматизма и смертельных случаев на производстве, поэтому мы продолжим работать над достижением этой цели. В прошлом году мы опубликовали Отчет об устойчивом развитии, подготовленный в соответствии со стандартами GRI. Хотелось бы особо отметить первую

в практике нефтегазовых компаний Казахстана публикацию верифицированной отчетности по выбросам парниковых газов (уровень 1, 2 и 3) в рамках инициативы Carbon Disclosure Project (CDP). В нем раскрываются показатели Компании, а также планы по развитию в целях адаптации к глобальному изменению климата. Отчет CDP также позволяет нам и нашим стейкхолдерам сравнивать наши достижения в сфере охраны окружающей среды с показателями наших конкурентов и других компаний.

Мы твердо намерены внести свой вклад в достижение глобальных целей ООН в области устойчивого развития и в 2020 году включим основные из них в свою стратегию и бизнес-планы, а также внедрим их в своей операционной деятельности. В 2020 году мы планируем получить международный рейтинг ESG, а также включить информацию о водопользовании, раскрываемую в рамках инициативы Water Disclosure Project, в наш Отчет об устойчивом развитии.

Я особенно горжусь тем, что в 2019 году в Компании начал свою работу Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию Совета директоров. Это демонстрирует приверженность Совета директоров передовой практике и способствует улучшению наших показателей в этих областях.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМИ СТОРОНАМИ

Я считаю важным вести на регулярной основе диалог со всеми стейкхолдерами, инвесторами, партнерами, нашими сотрудниками. В прошлом году независимые директора посетили несколько производственных объектов Компании — ТОО «СП Казгермунай», ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», а также Шымкентский нефтеперерабатывающий завод — в рамках мониторинга реализации стратегических инициатив. Я планирую продолжить эту практику и посетить несколько производственных объектов и в этом году. Кроме того, я и мои коллеги на регулярной основе проводим встречи с топ и мидл-менеджментом Компании. Я также принял участие во встречах с держателями еврооблигаций Компании и инвесторами в рамках роуд-шоу.

«КазМунайГаз» уверенно смотрит в будущее, сохраняя приверженность высоким международным стандартам и лучшим корпоративным практикам.

2019 год стал еще одним успешным годом для Компании под руководством Айдарбаева Алика Сериковича в его первый полный год в качестве Председателя Правления. КМГ продолжает становиться все более сильной, безопасной и финансово стабильной компанией, что приносит пользу всем — как нашим акционерам и сотрудникам, так и Республике Казахстан в целом.

Кристофер Уолтон,
Председатель Совета Директоров АО НК «КазМунайГаз»

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ



Уважаемые акционеры,
инвесторы и партнеры!

2019 год стал очередным успешным годом на пути достижения стратегических целей для КМГ. Мы значительно укрепили финансовое положение, добились положительных производственных результатов, продолжили работу над улучшением показателей промышленной безопасности.

ХОРОШИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ФИНАНСОВАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ

Итоги года подтверждают, что КМГ твердо стоит на ногах и уверенно идет к поставленным в стратегии целям. Отмечу, что в отчетном году мы достигли намеченных производственных показателей.

Объем добычи нефти и газового конденсата составил более 23,6 млн тонн, что немного выше уровня 2018 года.

Одним из драйверов роста для КМГ стал экспорт газа. Транспортировка газа по магистральным газопроводам составила 103,5 млрд куб. м. При этом экспорт голубого топлива составил 8,8 млрд куб. м., из которых около 7 млрд куб. м. было направлено на экспорт в Китай.

На трех нефтеперерабатывающих заводах достигнут рекордный объем переработки - почти 17 млн тонн нефти. В 2019 году мы полностью обеспечили потребность внутреннего рынка в светлых нефтепродуктах и впервые начали экспорт в близлежащие страны.

Мы достигли значительного прогресса по Проекту будущего расширения на Тенгизе, одном из ключевых проектов роста. Акционерами было принято решение об увеличении стоимости проекта с 37 до приблизительно 45 млрд долл. США, в связи с более высокими расходами на строительные работы и оборудование.

Пиковая добыча нефти на Кашагане достигла максимального уровня в 400 тыс. барр. в сутки в 2019 году, при этом среднесуточная добыча за 2019 год составила 307 тыс. барр. в сутки.

Мы продолжили работать над укреплением финансовой устойчивости Компании. Несмотря на снижение цены на нефть марки Brent, показатель EBITDA остался на уровне прошлогоднего значения и составил 5,1 млрд долл. США. Наша долговая нагрузка значительно снизилась, благодаря досрочному исполнению обязательств в рамках авансирования нефти и сжиженного углеводородного газа ТШО. Кроме того, в результате работы, проделанной за последние несколько лет, а именно рефинансированию краткосрочных облигаций в долгосрочные, выровненным ковенантам по выпуску Еврооблигаций, мы считаем, что наш долговой портфель на сегодня является сбалансированным.

2019 год был также озаглавлен «перезагрузкой» Программы трансформации: в целях повышения операционной эффективности мы взяли курс на повышение уровня цифровизации активов. Таким образом, мы создаем условия для интеграции бизнеса нашей компании в новые цифровые реалии, которые являются критическим требованием времени.

Дополнительно в отчетном году нами проведена большая работа по привлечению стратегических партнеров в новые проекты недропользования и расширению сотрудничества с международными нефтегазовыми компаниями, как ENI, ЛУКОЙЛ, BP, EQUINOR и Татнефть в области геологоразведки.

В 2019 году мы перешли на международные стандарты оценки запасов, тем самым подтвердив наше стремление к прозрачности. Доказанные плюс вероятные запасы углеводородов (2P) на конец 2019 года были на уровне 5,2 млрд бнз, которые позволяют сосредоточиться на дальнейшем экономически эффективном расширении наших запасов.

ДАЛЬНЕЙШИЕ УЛУЧШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ESG

Несмотря на наши постоянные усилия по улучшению промышленной безопасности, во второй половине 2019 года, к нашему сожалению, мы потеряли двух работников: в результате дорожно-транспортного происшествия и пожара. Для нас неприемлем ни один несчастный случай со смертельным исходом, и я хотел бы еще раз выразить свои искренние соболезнования родным и близким погибших.

Однако, несмотря на данные трагедии, количество случаев травматизма снизилось на 4%, количество опасных для жизни случаев травматизма уменьшилось на 11%, количество дорожно-транспортных происшествий уменьшилось на 33% и количество пожаров снизилось на 17% по сравнению с прошлым годом.

Мы достигли значительного прогресса в повышении уровня полезного использования попутного газа - по результатам 2019 года этот показатель достиг 97%. Также стоит отметить шаг в сторону водной устойчивости — в отчетном году мы подписали Заявление приверженности рациональному управлению водными ресурсами и реализовали несколько масштабных проектов по очистке сточных и соленых вод.

КМГ В КАЗАХСТАНЕ

КМГ в минувшем году традиционно подтвердила статус одного из крупнейших налогоплательщиков страны. Мы выплатили около 4 млрд долл. США налогов и других обязательных платежей в бюджет страны.

Наша стратегия в области социальной политики нацелена на содействие развитию регионов нашего присутствия. За отчетный период по Группе компаний КМГ объем социальных инвестиций в рамках контрактов на недропользования составил 7,6 млрд тенге. Кроме того, в рамках поручений Правительства Республики Казахстан, выделила 22,8 млрд тенге на развитие инфраструктуры г. Туркестан.

В 2020 году КМГ продолжит идти к целям, заявленным в стратегии развития, мы будем стремиться к максимальной эффективности всех бизнес-процессов, стараясь быть гибкими в быстро меняющейся среде. Мы придерживаемся открытого и прозрачного подхода в отношениях со всеми нашими стейкхолдерами.

В заключении, я хотел бы поблагодарить каждого сотрудника нашего коллектива за командную работу и приверженность корпоративным ценностям.

Алик Айдарбаев
Председатель Правления
АО НК «КазМунайГаз»

СТРАТЕГИЯ

ОБЗОР РЫНКА



МАКРОЭКОНОМИКА И ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ



ГЛОБАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ
И КРАТКОСРОЧНЫЕ ДРАЙВЕРЫ

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ МИРОВОГО
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
БАЛАНСА

ВЫЗОВ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Рост спроса на жидкое топливо в странах Азии, не входящих в ОЭСР.
Рост мирового спроса на газ, включая основной драйвер роста — спрос на газ в Китае.

ТРЕБОВАНИЕ К СТРАТЕГИИ
КОМПАНИИ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМОЕ
ТРЕНДОМ

Расширение и диверсификация рынка поставок посредством увеличения мощностей по транспортировке нефти и газа.



**ВЫСОКИЙ ТЕМП ЦИФРОВИЗАЦИИ
И АВТОМАТИЗАЦИИ В ОТРАСЛИ**

Развитие и применение цифровых технологий «Интеллектуальное месторождение», оцифровка и автоматизация бизнес-процессов в нефтегазовой отрасли.

КМГ реализует Программу цифровой трансформации.



**РАСТУЩЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ESG-ФАКТОРОВ В СФЕРЕ ДЕЛОВОЙ
КОММУНИКАЦИИ**

Применение лучших практик ESG как тренд в нефтегазовой отрасли.

Одним из ключевых компонентов долгосрочной стратегии КМГ является интеграция принципов устойчивого развития в ключевые бизнес-процессы.



**ВОЛАТИЛЬНОСТЬ ЦЕН
НА УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Помимо фундаментальных факторов, цены на нефть отражают геополитические факторы, что влечет высокую волатильность цен.

КМГ фокусирует усилия на поддержании финансовой устойчивости, включая финансовую дисциплину и поддержание сбалансированной структуры капитала.

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ МИРОВОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

Согласно Международному энергетическому прогнозу Управления энергетической информации США (EIA) от 24 сентября 2019 года, потребление энергии в странах, не входящих в ОЭСР, увеличится на ~70% в период между 2018 и 2050 годами по сравнению с ростом на 15% в странах ОЭСР.

На страны, не входящие в ОЭСР, приходится почти весь рост потребления жидкого топлива в период с 2018 года по 2050 год, отражая растущее население и растущую экономику. Причем доля стран Азии, не входящих в ОЭСР, составляет около трех четвертей мирового роста потребления жидкого топлива.

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Принимая во внимание мировые тренды в потреблении жидкого топлива и природного газа, КМГ нацелен на максимальное использование созданной инфраструктуры транспортировки нефти для наращивания экспортных поставок своей нефти. В частности

развитие Казахстанско-Китайского Трубопровода обеспечит поставки углеводородного сырья с месторождений Западного Казахстана на перспективный рынок Китая. Нефтетранспортный проект «Каспийский трубопроводный консорциум» является ключевым компонентом транспортной инфраструктуры для организации поставок в Европу.

РОСТ МИРОВОГО СПРОСА НА ГАЗ

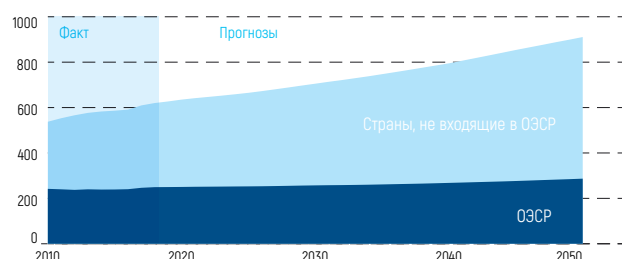
Природный газ, имея сравнительно низкий углеродный след при сжигании по сравнению с другими ископаемыми видами топлива, играет важную роль в балансировании солнечной и ветровой энергии. Глобальный спрос на газ является устойчивым в долгосрочном периоде.

Согласно Международному энергетическому прогнозу Управления энергетической информации США в период с 2018 года по 2050 год мировое потребление природного газа увеличится более чем на 40%. Потребление природного газа в странах, не входящих в ОЭСР, возрастает на 70% в 2018–2050 годах.

+10%

рост потребления газа в Китае в 2019 году

МИРОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ, КВАДРЛН БТЕ



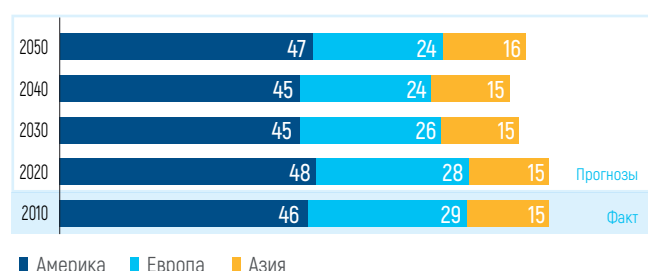
Источник: Управление энергетической информации США (US Energy Information Administration), отчет «International Energy Outlook 2019» от 24 сентября 2019 года.

МИРОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА, КВАДРЛН БТЕ



Источник: Управление энергетической информации США (US Energy Information Administration), отчет «International Energy Outlook 2019» от 24 сентября 2019 года.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЖИДКОГО ТОПЛИВА В СТРАНАХ, ВХОДЯЩИХ В ОЭСР, КВАДРЛН БТЕ



Источник: Управление энергетической информации США (US Energy Information Administration), отчет «International Energy Outlook 2019» от 24 сентября 2019 года.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЖИДКОГО ТОПЛИВА В СТРАНАХ, НЕ ВХОДЯЩИХ В ОЭСР, КВАДРЛН БТЕ



Источник: Управление энергетической информации США (US Energy Information Administration), отчет «International Energy Outlook 2019» от 24 сентября 2019 года.

РОСТ СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В КИТАЕ

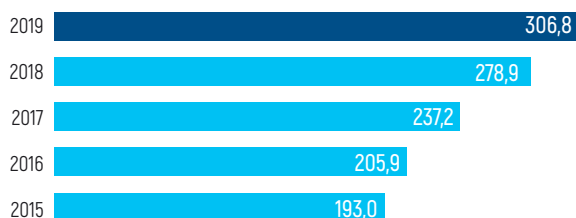
Согласно данным Национальной комиссии по развитию и реформам Китая, совокупный среднегодовой темп роста (CAGR) видимого потребления газа в 2012–2019 годах составил 15,4%. В 2019 году видимое потребление природного газа составило 306,8 млрд м³, увеличившись на 10,0% по сравнению с 2018 годом.

По оценкам Sinopec Gas Co от 15 октября 2019 года, в долгосрочной перспективе спрос на газ в Китае достигнет 510 млрд куб. м к 2030 году на фоне продолжения модернизации промышленности и урбанизации. В августе 2019 года CNPC Economics & Technology Research Institute прогнозировал спрос на газ в Китае на уровне 610 млрд м³ к 2035 году и 690 млрд м³ к 2050 году.

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Перед КМГ стоит задача по реализации инициатив, обеспечивающих наличие достаточных объемов товарного газа и пропускной способности газопроводов, позволяющих наращивать экспортные объемы газа в направлении Китая при удовлетворении растущих потребностей в товарном газе на внутреннем рынке Республики Казахстан. Магистральные газопроводы Казахстан — Китай и Бейнеу — Бозой — Шымкент являются ключевыми проектами в реализации экспортного потенциала природного газа в направлении Китайской Народной Республики.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КИТАЕ, МЛРД М³



Источник: Национальная комиссия по развитию и реформам Китайской Народной Республики, Bloomberg.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Сегодня цифровые технологии проникают во все отрасли экономики, предлагая фундаментальные улучшения в области эффективности и безопасности. Энергетика также не является исключением: передовые нефтегазовые компании по всему миру эффективно применяют Big Data, предиктивную аналитику, искусственный интеллект, машинное обучение, роботов и др.

Использование цифровых технологий способствует:

- снижению капитальных и операционных расходов;
- улучшению прибыльности на фоне волатильных цен на нефть;
- повышению эффективности, в том числе за счет анализа данных;
- прогнозированию сбоев;
- обеспечению безопасности на производстве.

Цифровизация может стать двигателем национальной экономики. Именно цифровизация станет двигателем разработки и адаптации новых технологий в экономику Казахстана, которая позволит запустить новую волну создания рабочих мест.

Учитывая растущую актуальность цифровизации в мире, в целях обеспечения конкурентноспособности страны, в Казахстане реализуется государственная программа «Цифровой Казахстан».

Программа охватывает практически все отрасли экономики, включая нефтегазовую промышленность, для которой предусматривает:

- внедрение технологии интеллектуального месторождения в крупных добывающих компаниях Казахстана;
- обеспечение прозрачности учета добычи товарной нефти посредством применения контрольных приборов учета;
- обеспечение бесперебойной поставки топлива внутри страны посредством оснащения системами контроля, замены оборудования и внедрения автоматизированной системы управления техническим обслуживанием и ремонтом на нефтеперерабатывающих заводах Казахстана.

В рамках программы «Цифровой Казахстан» предприятиями АО «Эмбаунайгаз», АО «Озенмунайгаз», ТОО «СП «Казгермунай» реализуется проект «Интеллектуальное месторождение».

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Компания сконцентрирует свои усилия на реализации Программы цифровой трансформации с фокусом на применение новых цифровых технологий, дата-ориентированный подход к управлению и формирование цифровой культуры. В рамках реализации корпоративной стратегии в 2020 году Компания приступила к разработке Стратегии цифровизации КМГ.

РАЗВИТИЕ ПРАКТИК ESG

В сентябре 2015 года лидеры 193 стран одобрили амбициозную комплексную программу «Преобразование нашего мира: повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года» или «Цели устойчивого развития». Борьба с изменением климата и преобразование энергосистем являются основными задачами на пути к устойчивому будущему для бизнеса, общества и окружающей среды. Парижское соглашение послало решительный и глобальный сигнал о том, что начало перехода к низкоуглеродной экономике неизбежно. Заявленный Казахстаном вклад (INDC) в рамках Парижского соглашения — сокращение выбросов парниковых газов к 2030 году на 15% от уровня 1990 года (безусловная цель) или более амбициозная цель — снижение общих национальных выбросов на 25% (условная цель).

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

При принятии решений КМГ учитывает тенденции перехода на «зеленые рельсы» на национальном и глобальном уровнях и осознает, что долгосрочный успех в отрасли требует высоких показателей в области ESG. Являясь участником Глобального договора ООН, КМГ подтверждает свою приверженность принципам устойчивого развития, поддерживает цели устойчивого развития, уделяя особое внимание вопросам изменения климата, предотвращения негативного воздействия на окружающую среду, а также вопросам социальной ответственности.

ВОЛАТИЛЬНОСТЬ ЦЕН НА НЕФТЬ

В среднем в 2019 году фьючерсы на нефть марки Brent торговались на уровне 61,9 долл. США/барр., показав снижение на 6,6% по сравнению 2018 годом. Цены на нефть в 2019 году были волатильными (30-дневная волатильность¹ — 28%) в сравнении с 2018 годом (20%) на фоне возросших геополитических рисков.

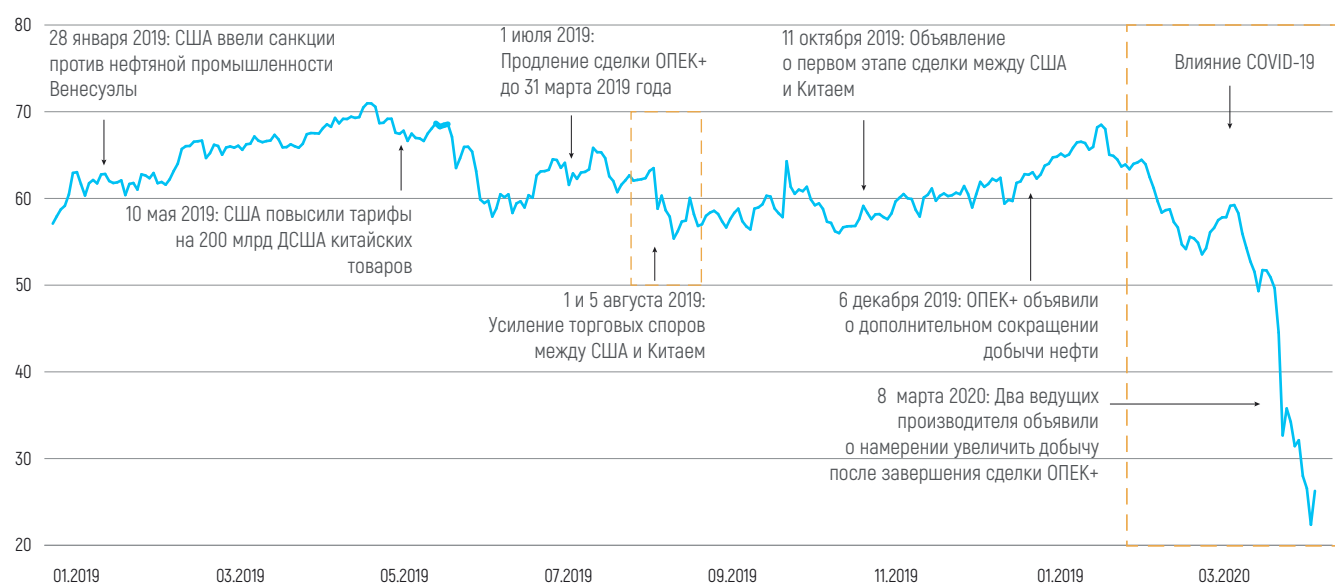
19 марта 2020 года цена на нефть марки Brent составила 28,47 долл. США/барр., снизившись на 56,0% с начала года в связи с пандемией коронавируса и более высокими ожидаемыми поставками нефти. Ожидается, что вспышка COVID-19 замедлит экономический рост и в краткосрочной перспективе снизит спрос на нефть.

6 декабря 2019 года в рамках 7-го Совещания министров стран ОПЕК и стран, не входящих в ОПЕК, принято решение о дополнительном сокращении добычи нефти на 500 тыс. барр. в сутки. Это привело к общему сокращению добычи нефти на 1,7 млн барр. в сутки, начиная с 1 января 2020 года.

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Касательно COVID-19 КМГ использует проактивный подход и реализует комплекс мер, направленных на сдерживание потенциального распространения вируса среди сотрудников.

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ МАРКИ BRENT, ДОЛЛ. США/БАРР.



Источник: Bloomberg.

ВНУТРЕННИЕ ДРАЙВЕРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕАЛИЗАЦИЮ СТРАТЕГИИ

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Запасы углеводородного сырья делают нефтегазовую индустрию ключевым сектором в экономике. Казахстан имеет большой потенциал прогнозных ресурсов всех видов полезных ископаемых для обеспечения прироста запасов. Более 60% площади Казахстана занимают нефтегазоносные районы различного размера и перспективности на обнаружение полезных ископаемых.

Нефтегазовая отрасль занимает приблизительно 21% общего ВВП (в 2018 году) Казахстана. Сектор добычи сырой нефти и природного газа привлек 50% от валового притока ПИИ в 2019 году. Экспорт сырой нефти, природного газа и нефтепродуктов обеспечивает экспортные доходы на уровне 64% в 2019 году.¹

Расширение производства за последние десятилетия существенно усилило позиции страны на мировом рынке углеводородов. В среднесрочной и долгосрочной перспективе Казахстан продолжит наращивать производство.

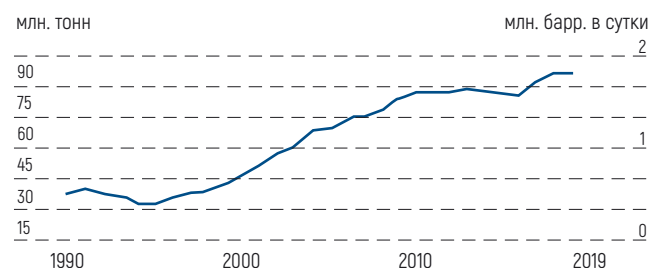
Согласно данным Информационно-аналитического центра нефти и газа Министерства энергетики, в Казахстане в 2019 году добыто 90,6 млн тонн сырой нефти и газоконденсата, что приблизительно на уровне 2018 года. Добыча газа составила 56,4 млрд м³ в 2019 году (рост на 1,7% по сравнению с 2018 годом).

В Казахстане создана современная и диверсифицированная инфраструктура по транспортировке и переработке нефти и газа. Транспортировка нефти является стратегически важным направлением в портфеле КМГ с точки зрения обеспечения доступа к рынкам сбыта нефти.

КМГ диверсифицировал маршруты транспортировки углеводородного сырья и создал транспортную инфраструктуру экспорта газа в Китай.

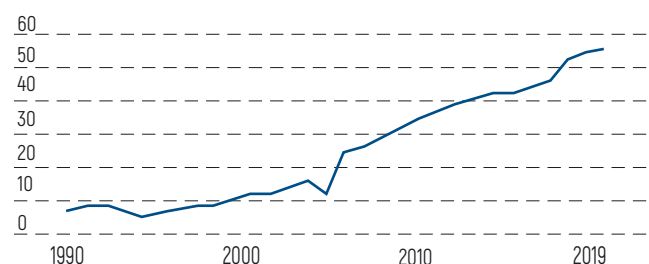
Согласно данным Информационно-аналитического центра нефти и газа Министерства энергетики, объем переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах по итогам 2019 года составил 17,1 млн тонн с ростом 4,4% к предыдущему периоду. Производство нефтепродуктов в сравнении с 2018 годом выросло по бензину на 15,5%, дизельному топливу на 7,7%, авиакеросину на 63,2%. В среднесрочной перспективе прогнозируется профицит на внутреннем рынке нефтепродуктов, что является положительным фактором для роста экспорта.

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА



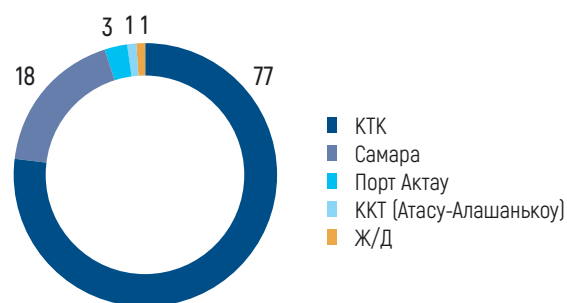
Источник: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Информационно-аналитический центр нефти и газа Министерства энергетики Республики Казахстан

ДОБЫЧА СЫРОГО ГАЗА, МЛРД М³



Источник: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Информационно-аналитический центр нефти и газа Министерства энергетики Республики Казахстан

СТРУКТУРА ПОСТАВКИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ЭКСПОРТ, % (2019 ГОД)



Источник: Информационно-аналитический центр нефти и газа Министерства энергетики Республики Казахстан
Таблица составлена по данным транспортирующих компаний.

¹ ТН ВЭД 2709 — нефть сырая и нефтепродукты сырые, полученные из битуминозных пород, ТН ВЭД 2711 — газы нефтяные и углеводороды газообразные прочие, ТН ВЭД 2710 — нефть и нефтепродукты, полученные из битуминозных пород, кроме сырых.

БЛАГОПРИЯТНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В КАЗАХСТАНЕ В 2019 ГОДУ

Экономические условия в Казахстане являются благоприятными, учитывая ожидаемый положительный экономический рост в среднесрочной перспективе, устойчивые фискальные и денежно-кредитные условия и реализацию структурных реформ правительства. Казахстан с ВВП в 2019 году 179 млрд долл. США представляет собой страну с сильной экономикой, на которую приходится около 60% ВВП стран Центральной Азии.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Узбекистан	Показатели
ВВП, млрд долл. США (2018)	50,5
Рост ВВП, % (2018)	5,1
Внешнеторговый оборот, млрд долл. США (2018)	28,2
Экспорт, млрд долл. США (2018)	10,9
Импорт, млрд долл. США (2018)	17,3
Moody's S&P Fitch	B1 BB- BB-

4,5%

рост ВВП в Республике Казахстан
в 2019 году

Экономика страны является устойчивой. Казахстан достиг стабильных темпов экономического роста на уровне в среднем 4,2% за последние десять лет. Рост ВВП в 2019 году составил 4,5%, превысив темпы роста в 2014–2018 годах.

В 2015 году НБРК вступил в режим инфляционного таргетирования и снизил инфляцию с двузначного показателя с 17,7% в июле 2016 года до 5,3% в декабре 2018 года и 5,4% в декабре 2019 года, что соответствует целевой инфляции НБРК (4–6% на 2019–2021 годы).

Казахстан	Показатели
ВВП, млрд долл. США (2019)	179
Рост ВВП, % (2019)	4,5
Внешнеторговый оборот, млрд долл. США (2019)	96,1
Экспорт, млрд долл. США (2019)	57,7
Импорт, млрд долл. США (2019)	38,4
Moody's S&P Fitch	Baa3 BBB- BBB

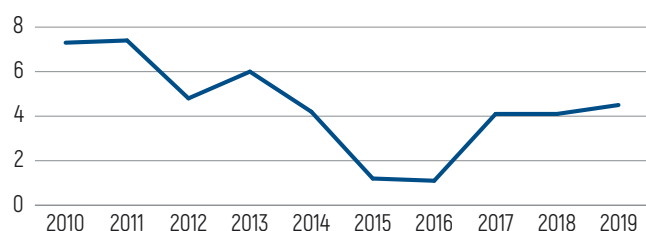
Кыргызстан	Показатели
ВВП, млрд долл. США (2018)	8,1
Рост ВВП, % (2018)	3,5
Внешнеторговый оборот, млрд долл. США (2018)	6,7
Экспорт, млрд долл. США (2018)	1,8
Импорт, млрд долл. США (2018)	4,9
Moody's S&P Fitch	B2 - -

Туркменистан	Показатели
ВВП, млрд долл. США (2018)	44,1
Рост ВВП, % (2018)	6,2
Внешнеторговый оборот, млрд долл. США (2017)	18,0
Экспорт, млрд долл. США (2017)	7,8
Импорт, млрд долл. США (2017)	10,2
Moody's S&P Fitch	-

Таджикистан	Показатели
ВВП, млрд долл. США (2018)	7,5
Рост ВВП, % (2018)	7,3
Внешнеторговый оборот, млрд долл. США (2018)	4,3
Экспорт, млрд долл. США (2018)	1,1
Импорт, млрд долл. США (2018)	3,2
Moody's S&P Fitch	B3 B -

Источник: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан (Основные показатели СНГ), Bloomberg (рейтинги по состоянию на 16 марта 2020 года), Intracen (внешнеторговый оборот Казахстана).

РОСТ ВВП, %



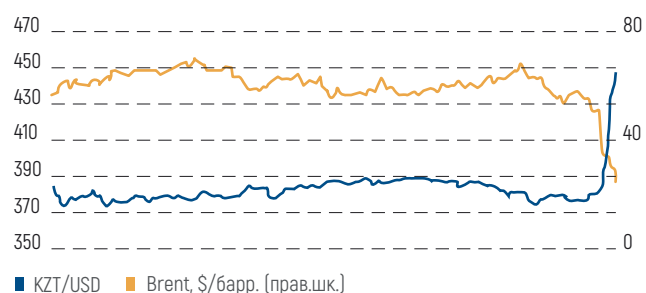
Источник: Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

10 марта 2020 года НБРК принял внеочередное решение по базовой ставке в целях поддержания стабильности цен на фоне повышенных внешних рисков. НБРК повысил базовую ставку до 12% годовых с расширением процентного коридора до +/- 1,5 п.п с 9,25% (процентный коридор: +/- 1 п.п.).

В соответствии с режимом таргетирования инфляции в 2015 году был введен режим плавающего обменного курса. НБРК оставил за собой право сглаживать значительные колебания курса посредством интервенций.

На 31 декабря 2019 года тенге закрылся на уровне 382,6 за доллар США. В 2019 году в среднем тенге торговался на уровне 382,9 за доллар США, ослабев на 11,0% по сравнению с 2018 годом. 19 марта тенге закрылся на уровне 448,5 за доллар США, показав ослабление на 17,2% с начала года, в значительной степени отражая падение цен на нефть.

KZT/USD И ЦЕНЫ НА НЕФТЬ МАРКИ BRENT



Источник: Bloomberg, официальный курс Национального Банка Республики Казахстан

Начиная с 2004 года кредитные рейтинги Казахстана от ведущих агентств S&P, Moody's и Fitch остаются на инвестиционном уровне.

	Moody's	S&P	Fitch
Казахстан	Baa3 (позитивный)	BBB- (стабильный)	BBB (стабильный)

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ДОЛГ

Государственный долг Республики Казахстан является одним из самых низких по сравнению с большинством стран развивающихся рынков. Согласно оценкам Fitch, государственный долг был на уровне 18,2% ВВП на конец 2019 года по сравнению со средним показателем в категории «BBB», равным 41,1%.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД

Активы Национального фонда оставались устойчивыми и составляли 34,4% к ВВП по состоянию на конец 2019 года. Ожидается, что в дальнейшем показатель будет превышать уровень 30% к ВВП в рамках Концепции формирования и использования средств Национального фонда Республики Казахстан. Основной целью Национального фонда является сбережение финансовых ресурсов посредством формирования накоплений для будущих поколений и снижения зависимости республиканского бюджета от ситуации на мировых сырьевых рынках.

34,4%

к ВВП активы Национального фонда

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ И ДЕЛОВОЙ КЛИМАТ

За последние два года Казахстан поднялся в рейтинге Всемирного банка «Ведение бизнеса» на 11 позиций. Казахстан занимает 25-е место из 190 стран в рейтинге Doing Business 2020. Казахстан занял 7 место среди 190 стран рейтинга по индикатору «Защита миноритарных инвесторов». Правительство осуществило реформы в рамках Концепции государственного регулирования предпринимательской деятельности до 2020 года. В 2019 году Правительство продолжало осуществлять меры по рассмотрению новых законодательных инициатив, направленных на содействие созданию благоприятных условий ведения бизнеса в стране. С 2005 года по 2019 год валовый приток ПИИ в Казахстан составил приблизительно 314 млрд долл. США из 120 стран.

25 место

Казахстан занимает в рейтинге
Doing Business 2020

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Суверенные кредитные рейтинги на инвестиционном уровне предоставляют поддержку кредитным рейтингам КМГ. Это способствует реализации стратегических инициатив КМГ в части доступа к международным рынкам капитала.

По состоянию на 16 марта 2020 года

НОВЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС

24 декабря 2019 года Правительство одобрило проект нового Экологического кодекса Республики Казахстан. В конце 2019 года проект, подготовленный с учетом мнения общественности и передового опыта стран ОЭСР, был внесен на рассмотрение в Мажилис Парламента Республики Казахстан. Рассмотрение продолжается. Вступление в силу намечено на 1 января 2021 года. Для реализации положений нового Экологического кодекса Правительство Республики Казахстан приступило к разработке справочников наилучших доступных технологий (НДТ) с привлечением НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» (далее — Центр). В 2020 году Центром планируется проведение комплексных технологических аудитов нефтеперерабатывающих заводов КМГ.



Более подробная информация в разделе «Управление аспектами устойчивого развития»

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

КМГ является одним из ключевых стейкхолдеров в развитии экологического законодательства. КМГ является активным членом ассоциаций и рабочих групп на уровне министерств и принимает активное участие в разработке и обсуждении новой редакции Экологического кодекса Республики Казахстан. В соответствии с приоритетами Стратегии в Компании в 2019 году утверждена Экологическая политика. Руководство КМГ и его дочерних и зависимых организаций (ДЗО) следует принципу нулевой терпимости в отношении потерь и ущербов, связанных с загрязнением окружающей среды. Также с 2019 года действует Политика по управлению выбросами в Группе компаний КМГ. Политика направлена на полное прекращение регулярного факельного сжигания и включает восемь ключевых принципов, шесть из которых относятся непосредственно к вопросам изменения климата.

НОВАЯ ПРОГРАММА ПО ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

В первом полугодии 2020 года ожидается внесение в Правительство Республики Казахстан проекта Государственной программы геологической разведки на 2021–2025 годы, в рамках которого будет разработан комплекс мер по совершенствованию законодательства и предоставлению налоговых льгот для привлечения инвестиций, упрощению регулирования сферы недропользования.

В рамках программы планируется активизировать геологоразведочные работы на перспективных малоизученных территориях Казахстана. Будут предусмотрены государственные инвестиции для проведения геолого-геофизических работ в пяти перспективных бассейнах: Аральском, Сырдарьинском, Прииртышском, Шу-Сарысуйском, Северо-Тургайском.

Согласно Национальному энергетическому докладу Ассоциации KAZENERGY 2019, активное проведение геолого-разведочных работ в предыдущие годы привело к аккумуляции огромного массива геолого-геофизических данных, позволяющих минимизировать геологические риски при выборе новых перспективных участков на недропользование. Обширные возможности геологоразведки на перспективных малоизученных территориях Казахстана поддерживают инвестиционную привлекательность нефтегазовой индустрии.

Блок геологии и разведки КМГ усиленно проводит работы по анализу и моделированию нефтегазоносных систем основных осадочных бассейнов Республики Казахстан, таких как Прикаспийский, Мангышлакский, Устюрт-Бузачинский и Южно-Торгайский, что способствует повышению инвестиционной привлекательности геологической разведки углеводородов.

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ КМГ

Прирост запасов нефти — важнейшая задача КМГ, в рамках решения которой планируется обеспечить прирост запасов путем органического и неорганического роста. При этом КМГ намерен сосредоточить деятельность по разведке и добыче на максимально экономически эффективном уровне.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ

В 2019 году Стратегия развития КМГ была дополнена в части увеличения запасов газа и обеспечения рационального использования газа на внутреннем рынке. Это напрямую связано с ожиданиями по росту потребления природного газа в Казахстане и намерением Компании развивать экспортный и транзитный потенциал природного газа.

МИССИЯ

Обеспечение максимальных выгод для Акционеров от участия в развитии национальной нефтегазовой отрасли

ВИДЕНИЕ

Высокоэффективная вертикально интегрированная Компания - Национальный лидер нефтегазовой отрасли, отвечающий самым высоким стандартам безопасности и корпоративного управления

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ

1

СОЗДАНИЕ СТОИМОСТИ
ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА
И ИНВЕСТИЦИЙ В РОСТ

2

ЦИФРОВИЗАЦИЯ
И ОПТИМИЗАЦИЯ
ПРОЦЕССОВ

3

ВНЕДРЕНИЕ ЛУЧШИХ ПРАКТИК
В ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОГО
РАЗВИТИЯ И КОРПОРАТИВНОГО
УПРАВЛЕНИЯ

4

ПОДДЕРЖАНИЕ
ФИНАНСОВОЙ
УСТОЙЧИВОСТИ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЛЯ КМГ

• РОСТ СВОБОДНОГО ДЕНЕЖНОГО ПОТОКА
И ПОКАЗАТЕЛЯ ВОЗВРАТА ИНВЕСТИЦИЙ

• ОПТИМИЗАЦИЯ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ
И ПЕРЕХОД НА НОВУЮ ОПЕРАЦИОННУЮ
МОДЕЛЬ

• ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ПО ВСЕЙ
ЦЕПОЧКЕ СОЗДАНИЯ СТОИМОСТИ

• ЭТИКА, КОМПЛАЕНС, КОРПОРАТИВНАЯ
КУЛЬТУРА

• УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ
И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

УВЕЛИЧЕНИЕ СТОИМОСТИ КОМПАНИИ

УВЕЛИЧЕНИЕ ДИВИДЕНДОВ АКЦИОНЕРАМ

ЦЕЛЕВЫЕ ОРИЕНТИРЫ СТРАТЕГИИ 2018–2028



СОЗДАНИЕ СТОИМОСТИ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

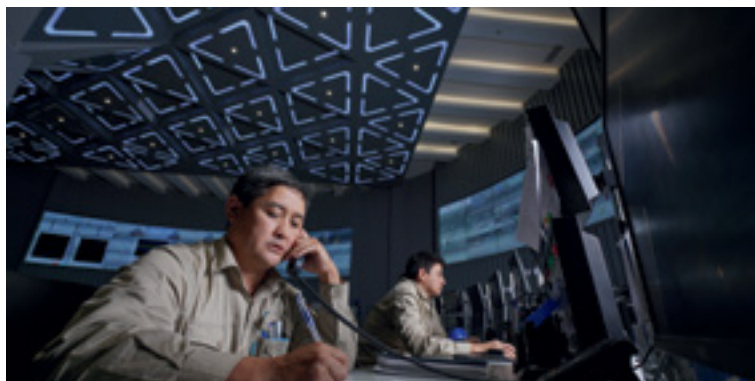
В рамках данного направления Компания будет сосредоточена на своем основном бизнесе и намерена обеспечить органический рост и улучшение операционной деятельности во всех ключевых сегментах.

Компания намерена увеличивать добычу нефти и поддерживать производство на действующих активах, продолжая применять различные современные технологии и реализуя проекты по цифровизации на месторождениях. Кроме того, КМГ намеревается обеспечить прирост ресурсной базы нефти и газа для увеличения поставок углеводородов и нефтепродуктов как на экспортный, так и на внутренний рынок.

Для эффективного использования нефте- и газотранспортного потенциала, увеличения экспортной и транзитной составляющей Компания нацелена на эффективное использование своих сетей нефте- и газопроводов. Модернизация нефтетранспортных сетей и строительство новых магистральных газопроводов позволила обеспечить необходимыми транспортными мощностями растущее внутреннее производство и рост международных транзитных объемов.

Компания завершила модернизацию нефтеперерабатывающих заводов на территории Республики, что способствовало значительному росту производственных мощностей казахстанских нефтеперерабатывающих заводов и увеличению объемов выхода светлых нефтепродуктов. Это позволило КМГ достигнуть важной стратегической цели Казахстана — полностью покрыть потребности внутреннего рынка Республики в нефтепродуктах.

Компания проводит тщательный отбор и приоритизацию инвестиционных проектов. Инвестирование планируется осуществлять только в высокодоходные проекты.



ЦИФРОВИЗАЦИЯ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ

Одним из приоритетов стратегии КМГ является построение прозрачной для всех ДЗО и СП цепочки создания стоимости, в том числе за счет автоматизации единых информационно-технологических решений и унификации процессов.

В мае 2019 года на заседании Совета по управлению АО «Самрук-Қазына» принято решение о переходе от Программы трансформации к Программе цифровой трансформации, которая является необходимым фактором конкурентоспособности в мире, где новые технологии играют ключевую роль.

На основе нового видения Фонда КМГ разработал собственный подход к формированию портфеля проектов Программы цифровой трансформации, который предполагает поэтапное внедрение цифровых технологий во всех направлениях деятельности.

Целями Программы цифровой трансформации являются:

1. Поддержание достижения стратегических целей Компании.
2. Получение реальных выгод.
3. Смещение фокуса на ключевой бизнес.
4. Повышение производственной эффективности.
5. Внедрение дата-ориентированного подхода к управлению Компанией (Data Driven Company).
6. Открытие новых возможностей в эпоху четвертой промышленной революции.

Переход на цифровые технологии осуществляется поэтапно, с учетом роста уровня зрелости, цифровой грамотности и готовности систем автоматизации на производстве. На это нацелены реализуемые в настоящее время в рамках Программы цифровой трансформации такие мероприятия и проекты, как «Интеллектуальное месторождение», «Создание цифрового Генплана и 3D-модели НПЗ РК», «Внедрение системы управления данными», «Внедрение системы обеспечения информационной безопасности в рамках реализации Киберщита», «Управление поездками» («Спутниковый GPS-мониторинг автотранспорта») и др.

22 января 2020 года в КМГ состоялось стартовое совещание по разработке Стратегии цифровизации КМГ. Компания в настоящий момент прорабатывает видение по дальнейшему цифровому развитию Компании, что предполагает не только подход к выбору цифровых решений для КМГ, но также формирование новой «цифровой корпоративной культуры» Компании: изменение мышления и поведения сотрудников на всех уровнях, начиная с топ-менеджеров корпоративного центра и заканчивая исполнителями в ДЗО.



ВНЕДРЕНИЕ ЛУЧШИХ ПРАКТИК В ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ И КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Компания стремится обеспечить соответствие своей деятельности принципам устойчивого развития, согласованности своих экономических, экологических и социальных целей. Компания стремится быть в верхнем квартиле по всем показателям ESG и интегрированным целям ESG в системе стратегических и среднесрочных КПД руководителей.

Являясь одним из крупнейших работодателей в стране, Компания стремится к высокой социальной ориентации, которая основана на принципах партнерства с работниками и профсоюзами.

Компания нацелена на развитие бизнеса за счет повышения прозрачности деятельности и соблюдения высоких стандартов корпоративного управления. В 2018 году Компания утвердила новый Кодекс деловой этики, в котором закреплены корпоративные ценности КМГ и определены наиболее важные принципы и правила делового поведения, а также требования корпоративной этики, которым должны следовать все сотрудники. Компания намерена продолжать следить за развитием мировых стандартов с целью дальнейшего совершенствования системы корпоративного управления и соответствия интересам всех заинтересованных сторон.



ПОДДЕРЖАНИЕ ФИНАНСОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Компания сохраняет приверженность разумной политике распределения капитала с фокусом на максимизацию прибыли для акционеров. Компания стремится придерживаться консервативной финансовой политики в целях поддержания сбалансированного уровня долга и обеспечения сильной позиции ликвидности.

СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Перечни показателей эффективности формируются на базе основных финансово-экономических и отраслевых показателей консолидированного Бизнес-плана Компании и показателей дивизионов. При этом каскадирование происходит сверху вниз. Перечни индивидуальных показателей эффективности формируются на основе задач стратегического характера, стоящих перед конкретным руководителем. Перечни и целевые значения показателей эффективности членов Правления КМГ устанавливаются решением Совета директоров.

Система оплаты труда для исполнительного органа управления и управленческих работников сосредоточена на результативности, мотивации, повышении производительности труда и эффективности деятельности и включает элементы краткосрочного вознаграждения по итогам достижения ключевых показателей деятельности.

Для каждого КПД (с корректировкой в зависимости от сложившихся макропоказателей) применяется соответствующая формула расчета. Доли корпоративных и функциональных КПД в итоговой результативности карт мотивационных КПД распределяются следующим образом:

1. Чистый доход, приходящийся на долю Материнской компании.
2. ROACE = (прибыль за год + расходы по вознаграждению, скорректированные на налоговые платежи) / средний задействованный капитал.
3. Согласно утвержденной методике АО «Самрук-Қазына».

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Наименование КПД	2017	2018	2019
Чистый доход ¹ , млрд тенге	443	696	1 197
ROACE ² , %	6,9	8,1	11,5
Долг/EBITDA ³	4,24	2,50	2,1

ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА,
ТЫС. ТОНН



ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО
ГАЗА, МЛН М³



ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ,
ТЫС. ТОНН



ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА,
МЛН М³

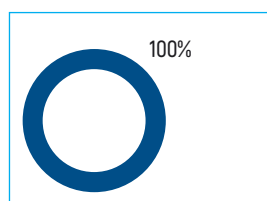


ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ,
ТЫС. ТОНН

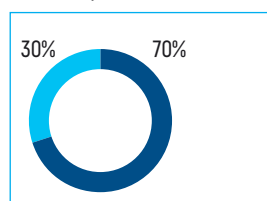


СТАТУС РАБОТНИКА

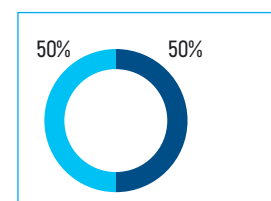
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ
ПРАВЛЕНИЯ



РУКОВОДЯЩИЙ РАБОТНИК
(ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
ПРАВЛЕНИЯ)



УПРАВЛЕНЧЕСКИЙ
РАБОТНИК



■ Корпоративные КПД
■ Функциональные КПД

ОБЗОР РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СОГЛАСНО СТРАТЕГИЧЕСКИМ ПРИОРИТЕТАМ

Инвестиционные проекты реализуются в рамках достижения стратегических целей КМГ, а именно в целях достижения прироста запасов, увеличения добычи нефти и газоконденсата, экспорта газа в Китай, обеспечения внутреннего рынка нефтепродуктами и товарным газом.

Компания нацелена рационально и эффективно распределять капитал с фокусом на приоритетные проекты с учетом стратегических целей КМГ, обеспечения денежного потока, снижения долга, повышения отдачи на акционерный капитал для формирования потенциала роста стоимости Компании.

ПЕРЕХОД НА ПОРТФЕЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЯМИ И СИСТЕМУ ПРОЕКТНОГО УПРАВЛЕНИЯ

В целях эффективного достижения стратегических целей, поставленных в Стратегии развития КМГ, Компания в 2019 году начала процесс по переходу на портфельное управление инвестициями. Одним из инструментов портфельного управления будет приоритизация проектов путем ранжирования, когда на передний план будут выходить высокоэффективные стратегически важные проекты.

Приоритизированный портфель проектов позволит на основании их рейтинга эффективно распределять установленные ограниченные финансовые ресурсы Компании, тем самым увеличивая конкуренцию за инвестиции среди бизнес сегментов.

В 2019 году Компания также запустила проект по внедрению системы проектного управления в Группе компаний КМГ. Проект направлен на повышение качества планирования и реализации инвестиционных проектов с применением лучших практик мировых нефтегазовых компаний в области управления проектами.

В рамках данных работ на 2020 год запланировано внедрение единого для Группы компаний КМГ стандарта управления проектами, проведение полномасштабного обучения участников проектной деятельности, запуск информационной системы для контроля и мониторинга проектов.

В целом задачи по реорганизации инвестиционного процесса 2019 года и в перспективе направлены на усовершенствование действующих процессов с целью повышения зрелости Компании в области управления инвестициями и проектами.

ОБЗОР ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОРТФЕЛЯ

Инвестиционный портфель КМГ охватывает проекты развития разных бизнес-направлений в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Как и прежде, КМГ направляет значительные ресурсы на реализацию проектов разведки и добычи нефти. Продолжаются активно реализовываться проекты развития нефтегазотранспортной инфраструктуры Казахстана. Завершенные проекты модернизации нефтеперерабатывающих заводов позволили производить нефтепродукты качества K4 и K5 и увеличить глубину переработки. Помимо проектов цепочки upstream, midstream и downstream, КМГ также заинтересован в реализации социальных и экологических проектов.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

В целях реализации стратегической цели «Создание стоимости для акционеров путем повышения эффективности производства и инвестиций в рост» в части стратегической инициативы «Повышение эффективности деятельности компании» прирост запасов и экономически эффективная добыча являются важнейшими задачами КМГ.

В инвестиционном портфеле КМГ около 40% занимают проекты разведки и добычи нефти и газа. Данные проекты финансируются как непосредственно из средств КМГ, так и совместно со стратегическими партнерами на условиях паритетного соглашения. Например, ряд морских проектов реализуется на условиях carry-финансирования (Абай, Исатай, Женис, I-P-2, Бектурлы Восточный), где капитальные вложения на стадии геологоразведочных работ несет только стратегический партнер КМГ. В случае обнаружения углеводородного сырья КМГ с партнером финансирует добычу на последующих стадиях реализации проектов.

КМГ владеет долями участия в мега проектах Тенгиз (20%), Карачаганак (10%) и Кашаган (8,44%).

ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) реализует два интегрированных проекта: Проект будущего расширения (ПБР) и Проект управления устьевым давлением (ПУУД). Реализация ПБР и ПУУД позволит увеличить объем добычи нефти на Тенгизском месторождении на 12 млн тонн в год.

около 40% занимают проекты разведки и добычи нефти и газа в инвестиционном портфеле КМГ

На месторождении Кашаган в рамках Фазы 1 после достижения устойчивого уровня добычи рассматриваются два проекта в целях наращивания полки добычи. Принятие инвестиционного решения по проектам ожидается в первом полугодии 2020 года.

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

38 Более подробная информация в разделе «Обзор операционной деятельности»

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Проекты по транспортировке нефти и газа реализуются в рамках стратегической цели «Создание стоимости для акционеров путем повышения эффективности производства и инвестиций в рост» в части стратегической инициативы «Повышение эффективности деятельности компании».

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ

Транспортировка нефти является стратегически важным направлением в портфеле КМГ с точки зрения обеспечения доступа к рынкам сбыта нефти. Создана диверсифицированная нефтетранспортная система с высоким транзитным и экспортным потенциалом.

В 2019 году Компания находилась в процессе реализации двух проектов:

- Проект реверса на нефтепроводе Кенкияк — Атырау (разворот транспортировки нефти из Атырау в сторону Кенкияка и дальше), реализация которого началась в 2018 году. Реализация проекта нацелена на обеспечение западно-казахстанской нефтью нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан и экспорт в Китайскую Народную Республику. Начало транспортировки нефти в реверсном направлении запланировано на 2020 год.
- Проект устранения узких мест нефтепроводной системы «Каспийского трубопроводного консорциума» (КТК), который был согласован акционерами в июле 2019 года. Целью проекта является увеличение мощности трубопровода Тенгиз — Астрахань — Новороссийск на казахстанском участке до 72,5 млн тонн в год, учитывая ожидаемый рост добычи нефти на Тенгизе и Кашагане. Реализация проекта ожидается в 2019–2023 годах.



ТРАНСПОРТИРОВКА И МАРКЕТИНГ ГАЗА

Компания успешно завершила строительство газотранспортной инфраструктуры для реализации газа на внутренний рынок и на экспорт, и в среднесрочной перспективе перед КМГ стоят задачи по повышению коэффициента эксплуатации существующих мощностей и контролю за операционными затратами.

76 Более подробная информация в разделе «Транспортировка нефти»

По проекту «Освоение Амангельдинской группы месторождений» ведутся работы по разведочной группе месторождений Барханная-Султанкудук, в ближайшие два года планируется проведение сейсморазведки.

В настоящий момент ведется строительство газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент (ББШ) со сроком реализации в 2011–2021 годах с целью обеспечения транспортировки газа с западных месторождений Республики Казахстан в объеме до 15 млрд м³ в год, обеспечения природным газом южных регионов Республики и диверсификации экспортных поставок газа. Газопровод ББШ является крупнейшим трубопроводным проектом за историю независимого Казахстана и призван сыграть важную роль в повышении энергетической безопасности государства.



ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

Проекты реализуются в рамках стратегической цели «Создание стоимости для акционеров путем повышения эффективности производства и инвестиций в рост» в части стратегической инициативы «Повышение эффективности».

В 2019 году Компания завершила остаточные работы крупных инвестиционных проектов, включая модернизацию нефтеперерабатывающих заводов на территории Республики Казахстан. Благодаря завершившейся глубокой модернизации ведущих нефтеперерабатывающих предприятий Казахстана — Атырауского, Павлодарского и Шымкентского заводов — увеличилась мощность и глубина переработки сырой нефти, обеспечено высокое качество нефтепродуктов по стандартам K4 и K5, а также впервые осуществлен экспорт нефтепродуктов.

65 Более подробная информация в разделе «Переработка нефти и маркетинг»

В рамках Казахстанско-Румынского фонда KMG International N.V. реализуется проект по строительству 25 автозаправочных станций (1-й этап) в Румынии с целью развития розничной сети реализации нефтепродуктов.

На Павлодарском нефтехимическом заводе (ПНХЗ) ведется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) по проекту «Ертыс», который направлен на выработку зимних сортов дизтоплива с температурой помутнения -32°C и ниже.

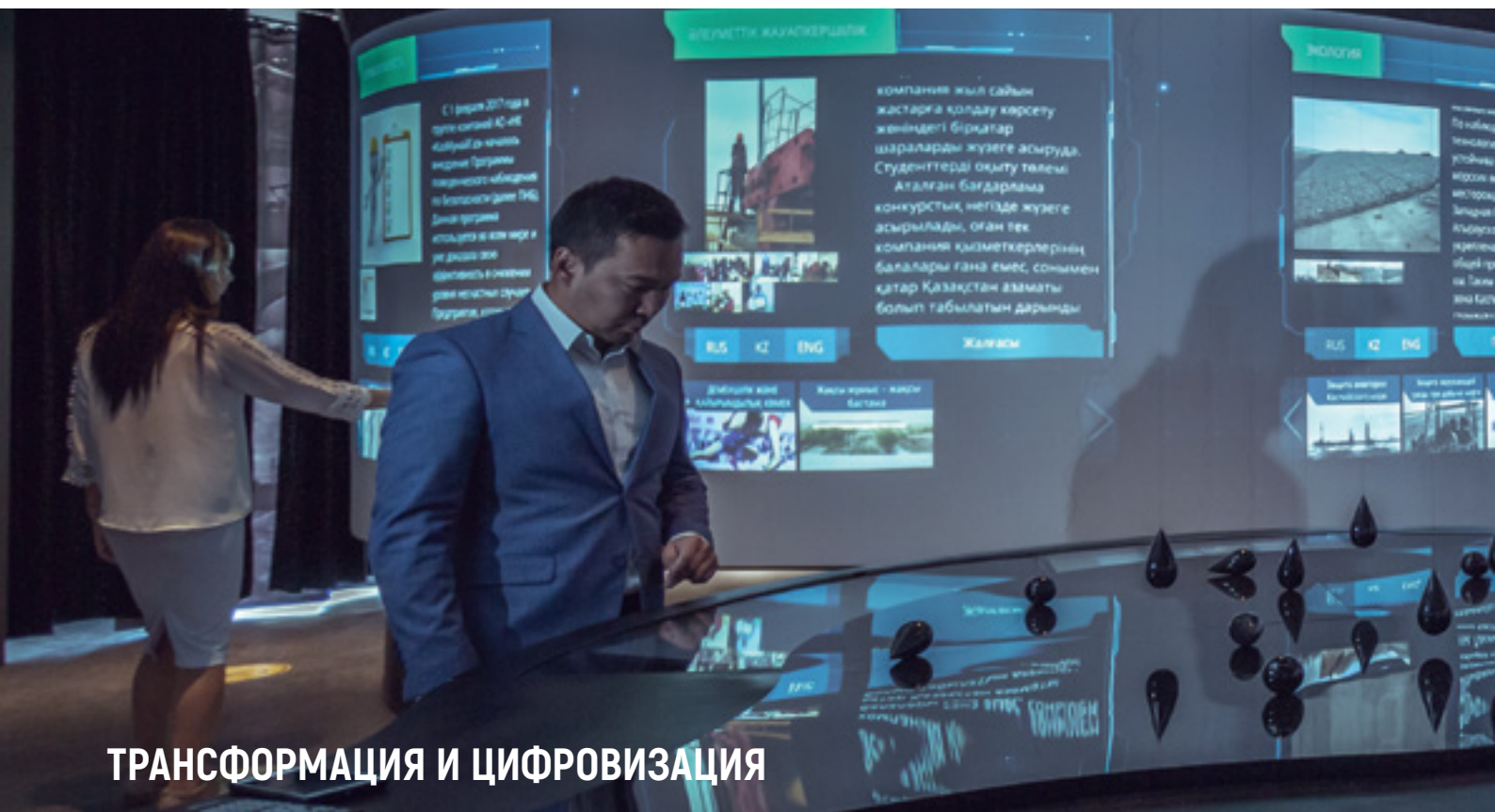
Подтверждая приверженность лучшим практикам в вопросах управления охраной труда, окружающей среды и безопасностью, в 2019 году АНПЗ приступил к проектированию и строительству новых очистных сооружений для завода в рамках проекта Tazalyk. Модернизация очистных сооружений будет вестись в два этапа: модернизация и реконструкция первой линии механической очистки — в 2019–2021 годах; реконструкция биологической очистки сточных вод и строительство блока доочистки — в 2019–2023 годах.

85 Более подробная информация в разделе «Экологическая ответственность и безопасность»

СЕРВИСНЫЕ ПРОЕКТЫ

Сервисные проекты КМГ не капиталоемкие, быстро окупаемые и направлены в основном на развитие оказываемых нефтесервисных услуг крупным нефтегазовым активам.

70 Более подробная информация в разделе «Сервисные проекты»



ТРАНСФОРМАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ

В 2019 году, учитывая растущую роль цифровых технологий в современном мире, АО «Самрук-Қазына» объявило о переходе на цифровую трансформацию для всех портфельных компаний. В основе нового подхода к реализации Программы цифровой трансформации лежат такие принципы как простота, ясность, наличие реальных выгод.

С учетом нового видения Фонда в КМГ была проделана работа по актуализации портфеля Программы цифровой трансформации (далее – ПЦТ). Для отбора проектов в портфель используются следующие ключевые критерии:

- Комплексное изменение людей, бизнес-процессов и технологий;
- Масштабность изменений;
- Реальный экономический эффект / Поддержка стратегических КПД.

4 сентября 2019 года решением Совета директоров КМГ была утверждена Дорожная карта Программы цифровой трансформации на 2019-2024 годы. На конец 2019 года в портфель ПЦТ КМГ входили 14 проектов и 14 мероприятий в разрезе 8 инициатив:

1. Обеспечение производственной безопасности;
2. Культура высокой производительности;
3. Реинжиниринг производственных и корпоративных бизнес-процессов;
4. Новая модель закупок группы Фонда;
5. Повышение операционной эффективности за счет анализа данных;
6. Реализация Кибершита группы Фонда;
7. Цифровые решения для бизнеса;
8. Повышение эффективности функций ИТ.

По итогам 2019 года завершены 3 проекта и 2 мероприятия Программы цифровой трансформации. В частности, в нефтедобыче реализован проект «Внедрение новой модели управления техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР) в АО «Мангистаумунайгаз». В рамках проекта автоматизирован процесс управления ТОиР: реализован инструмент оперативного и стратегического управления за счет годового и ежемесячного планирования графиков плановых производственных ремонтов оборудования и приоритетного выполнения критических работ. Внедрен механизм формирования оперативных и аналитических отчетов по данным планирования и контроля затрат на техническое обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования.

В нефтепереработке завершен проект «Внедрение оптимизационного планирования производства на НПЗ КМГ» на основе программного обеспечения «Sprial». По результатам проекта обеспечивается высокая точность планирования, процесс планирования управляется на уровне корпоративного центра, налажено взаимодействие структурных подразделений заводов и головной компании при формировании плана, достигается прозрачность планирования. За счет внедрения оптимизационного планирования производства уже фиксируется улучшение выходов нефтепродуктов, что будет способствовать сокращению издержек и повышению конкурентоспособности НПЗ.

Другой проект, реализованный в бизнес-направлении «Переработка и маркетинг нефти» - «Переход НПЗ РК на 3-х летний межремонтный период эксплуатации (в том числе автоматизация системы ТОиР)». По результатам проекта созданы условия для увеличения объема переработки нефти, сокращения расходов на ремонт, снижения риска



аварийных ситуаций, а также возможность останавливать НПЗ для ремонта не каждый год, а раз в три года.

Также в 2019 году Портфель цифровой трансформации дополнился тремя новыми проектами: «Внедрение программы «Lean 6 Sigma» в бизнес направлении «Добыча нефти и газа», «Внедрение системы обеспечения информационной безопасности» и «Управление поездками». Применяемый системный подход к формированию Портфеля ПЦТ позволяет увеличить вовлеченность и стимулировать бизнес к активизации работы по наполнению Программы новыми проектами, дающими реальные выгоды.

На 2020 год запланирована разработка Стратегии цифровизации КМГ. Документ позволит определить приоритеты внедрения цифровых технологий в Группе КМГ на основе цепочки добавленной стоимости, выявить возможности и оценить потенциальный эффект от цифровизации, а также укажет фокус в разрезе бизнес-направлений и проектов.

В рамках подготовки Стратегии первоначально будет проведена оценка цифровой зрелости компании. Затем, совместно с бизнес-направлениями, блок трансформации и цифровизации КМГ приступит к разработке и детализации инициатив, которые будут объединены в Дорожную карту и сфокусированы на цифровизации критически важных бизнес-процессов.

Для исполнения Стратегии каждая дочерняя организация КМГ разработает свою программу внедрения цифровых технологий. На уровне корпоративного центра

цифровизация сконцентрируется на реализации «сквозных», «интеграционных» и системно-методологических проектов.

В соответствии с новыми подходами планируется продолжить реализацию двух важнейших инициатив Цифровой трансформации – «Интеллектуальное месторождение» и «Трансформация основных бизнес-функций ERP» (ERP).

Целью Программы «Интеллектуальное месторождение» является построение системы управления процессом разработки месторождения и контроля добычи с целью максимизации экономической эффективности деятельности месторождения и увеличение жизненного цикла нефтяного пласта. В настоящее время ведется разработка Концепции реализации Программы «Интеллектуальное месторождение», которая определит единые для КМГ подходы к выбору, проектированию и внедрению процессов и технологий по направлению Интеллектуальное месторождение.

Что касается мероприятия ERP, то оно, согласно новому подходу, перейдет в форму Программы проектов, в рамках которой вместо единой инсталляции для всех ДЗО внедрение ERP-системы на базе продукта S4/HANA будет осуществляться через стандартизацию бизнес-процессов дивизионов (мастер-планы) и их апробирование на пилотных ДЗО.

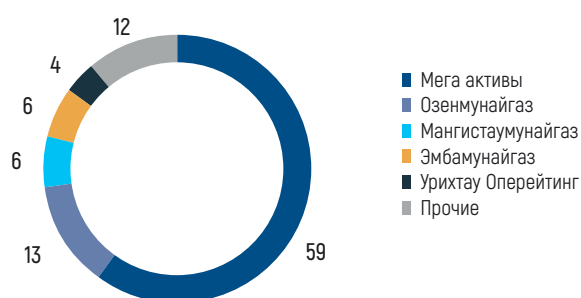
В течение 2019 года была подготовлена прочная основа для осуществления Цифровой трансформации, значительно повышена вовлеченность спонсоров проектов и обеспечено продолжение качественной реализации ключевых трансформационных инициатив.

ОБЗОР ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



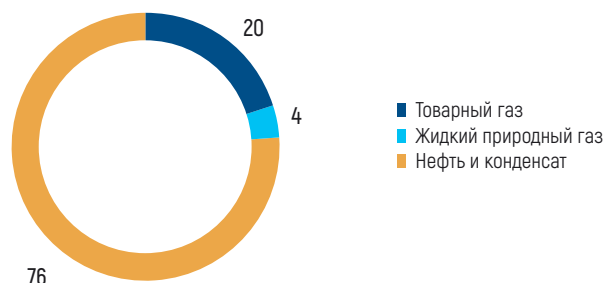
ЗАПАСЫ

ЗАПАСЫ 2Р ПО АКТИВАМ (НА КОНЕЦ 2019 ГОДА, НА ДОЛЮ КМГ), %



Подтверждая свою приверженность к прозрачности, КМГ впервые опубликовала результаты запасов, подготовленные в соответствии с международными стандартами PRMS. Согласно аудиту международной независимой консалтинговой компании DeGolyer & MacNaughton, доказанные плюс вероятные запасы углеводородов (2Р) КМГ по состоянию на 31 декабря 2019 года составили 676 млн тонн н.э. (5 220 млн барр. н.э.).

ЗАПАСЫ 2Р ПО ТИПУ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА КОНЕЦ 2019 ГОДА, НА ДОЛЮ КМГ) %



Кратность доказанных запасов (1Р) нефти и конденсата составляет 16 лет, что значительно выше среднего показателя среди крупнейших международных нефтяных компаний мира — около 12 лет.

23 года

кратность запасов 2Р нефти и конденсата с учетом уровня добычи в 2019 году


НЕТТО ЗАПАСЫ¹ ПО PRMS (НА 31 ДЕКАБРЯ 2019 ГОДА)

Категория запасов	Нефть и конденсат, млн барр.	ЖПГ ² , млн барр.	Товарный газ, млрд куб. футов	Углеводороды, млн барр. н.э.
Доказанные (1P)	2 825	168	5 204	3 860
Доказанные плюс вероятные (2P)	3 993	189	6 228	5 220
Доказанные плюс вероятные плюс возможные (3P)	4 686	224	7 070	6 089
Категория запасов	Нефть и конденсат, млн тонн	ЖПГ, млн тонн	Товарный газ, млрд м ³	Углеводороды, млн тонн н.э.
Доказанные (1P)	371	14	147	499
Доказанные плюс вероятные (2P)	524	16	176	676
Доказанные плюс вероятные плюс возможные (3P)	616	19	200	790

6 000 куб.ф = 1 баррель нефтяного эквивалента, 1 м³ = 35,31466 куб.ф, 1 тонна ~7,62 баррелей.

¹. Нетто запасы определяются как часть всех запасов, относящаяся к (1) доле участия КМГ после вычета всех долей, принадлежащих другим сторонам, а также (2) долям, которые не принадлежат КМГ, но на которые КМГ имеет контроль.

². Жидкий природный газ.



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ

Органический рост	Неорганический рост
• проведение геологоразведки на действующих контрактных участках за счет собственных средств и «carry финансирования»; • проведение доразведки на операционных активах за счет собственных средств Компании; • привлечение стратегических партнеров для совместной разведки и разработки новых месторождений на условиях «carry финансирования», в частности, с фокусом на глубокие палеозойские отложения и морские месторождения.	• рассмотрение возможности приобретения нефтегазовых активов на территории Республики Казахстан (прибрежный Прикаспийский регион (~90% запасов Казахстана) обладает огромным потенциалом с возможностью открытия новых значительных месторождений).

Портфель КМГ состоит в основном из зрелых месторождений, что определяет приоритет геологоразведочных работ в долгосрочной стратегии поддержания стабильного уровня добычи. Это требует повышения качества и эффективности работ, поиска решений по восполнению ресурсов, подготовке новых запасов и вводу их в разработку как на новых месторождениях, так и на зрелых — по результатам доразведки.

Прирост запасов нефти планируется обеспечивать путем органического и неорганического роста. Нарращивание запасов КМГ связывает с реализацией геологоразведочных проектов на суше и в казахстанском секторе Каспийского моря, а в дальнейшем — с доразведкой лицензионных блоков дочерних компаний. В 2019 году портфель КМГ состоял из 16 геологоразведочных проектов, из которых 8 на море и 8 на суше.



КМГ проводит комплексное изучение осадочных бассейнов РК с целью оценки нефтегазоносного потенциала и подготовки портфеля перспективных блоков на недропользование. В 2019 году завершено моделирование нефтегазоносной системы Устюрт-Бозашинского и бортовых зон (Северная, Восточная и Южная) Прикаспийского осадочного бассейна, также завершена тектоно-седиментационная модель Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Подготовлен портфель из пяти новых перспективных проектов для недропользования, в том числе пятнадцать проектов для включения в программу управления государственным фондом недр (ПУГФН) и пять проектов на государственное геологическое изучение недр (ГГИН) в соответствии с Кодексом о недрах и недропользовании.

Кроме того, Компания провела обширные полевые сейсморазведочные работы на перспективных площадях Прикаспийского, Мангышлакского, Южно-Торгайского осадочных бассейнов и на шельфе Каспийского моря. Одним из важнейших событий прошлого года стало завершение

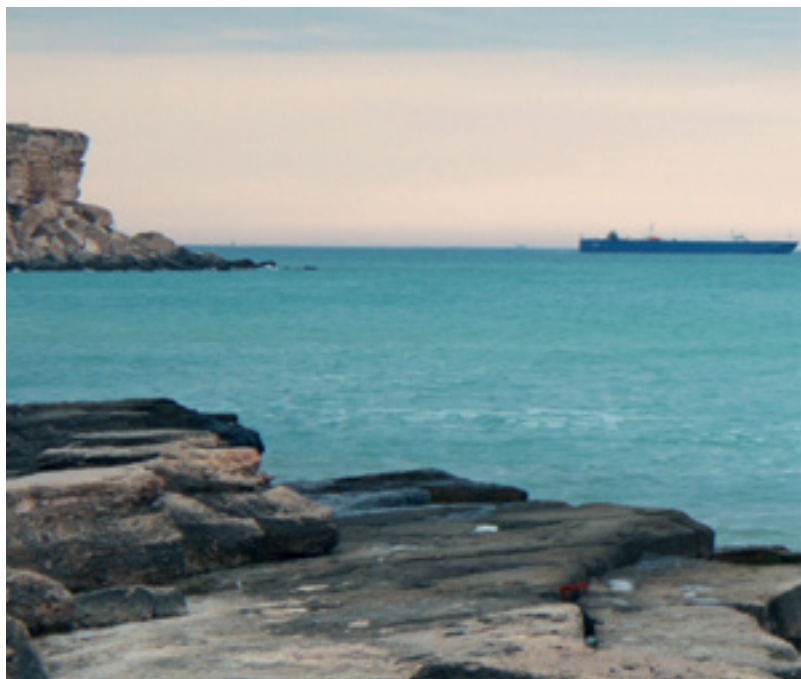
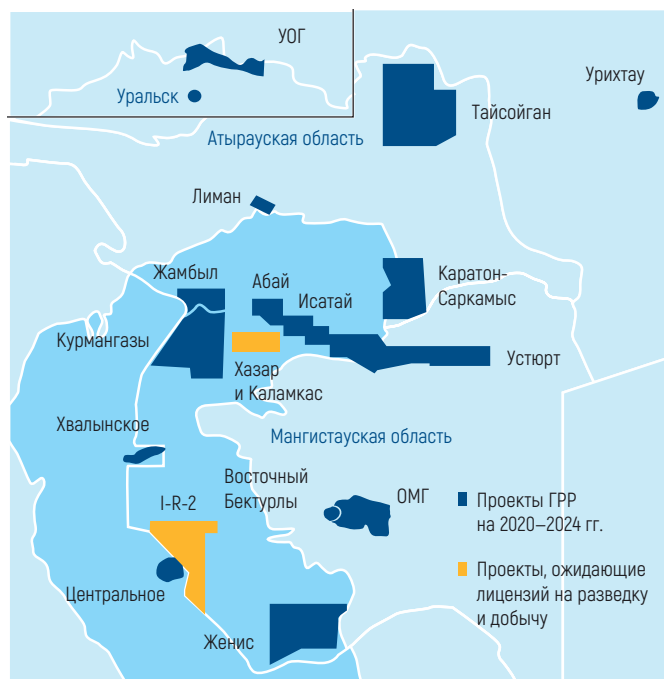
полевых сейсмических работ на площади Тайсойган объемом в 5 600 кв. км, что является крупнейшим проектом высокоразрешающей сейсморазведки в современной истории страны.

Также завершено поисково-разведочное бурение на площадях Урихтау и Бектурлы Восточный, по результатам которого выделены нефтегазоносные объекты в Юрских, Триасовых и Пермско Каменноугольных отложениях. Испытания запланированы на 2020 год.

Затраты на геолого-разведочные работы в 2019 году составили 53 млрд тенге (без учета долей).

Геологоразведочные работы	2017	2018	2019
2D сейсморазведка, пог. км.	-	1 000	240
3D сейсморазведка, кв. км.	4 299	1 253	6 928
Количество пробуренных скважин, ед.	50	54	39

ЧИСТЫЕ ЗАПАСЫ ПО PRMS (НА 31 ДЕКАБРЯ 2019 ГОДА)



РАСШИРЕНИЕ ПАРТНЕРСКИХ ПРОЕКТОВ

Компания продолжила работу по расширению сотрудничества с международными нефтегазовыми компаниями в области геологоразведки:

- 11.02.2019 года для участия в проектах бурения в Азербайджанском секторе Каспийского моря одобрена реализация инвестиционного проекта по модернизации самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) на общую сумму 21,6 млрд тенге или 57 млн долл. США. С целью реализации данного проекта между KMG Drilling&Services и Caspian Drilling Company был подписан Договор доверительного управления о передаче СПБУ «Сэтти» компании Caspian Drilling Company для модификации и дальнейшей эксплуатации на проектах недропользования в Азербайджанском секторе Каспийского моря. На сегодняшний день продолжаются работы по модификации СПБУ. Доверительным управляющим ведутся переговоры с компанией BP Азербайджан по условиям контракта на бурение для использования СПБУ «Сэтти» на проекте Shallow Water Absheron Peninsula.

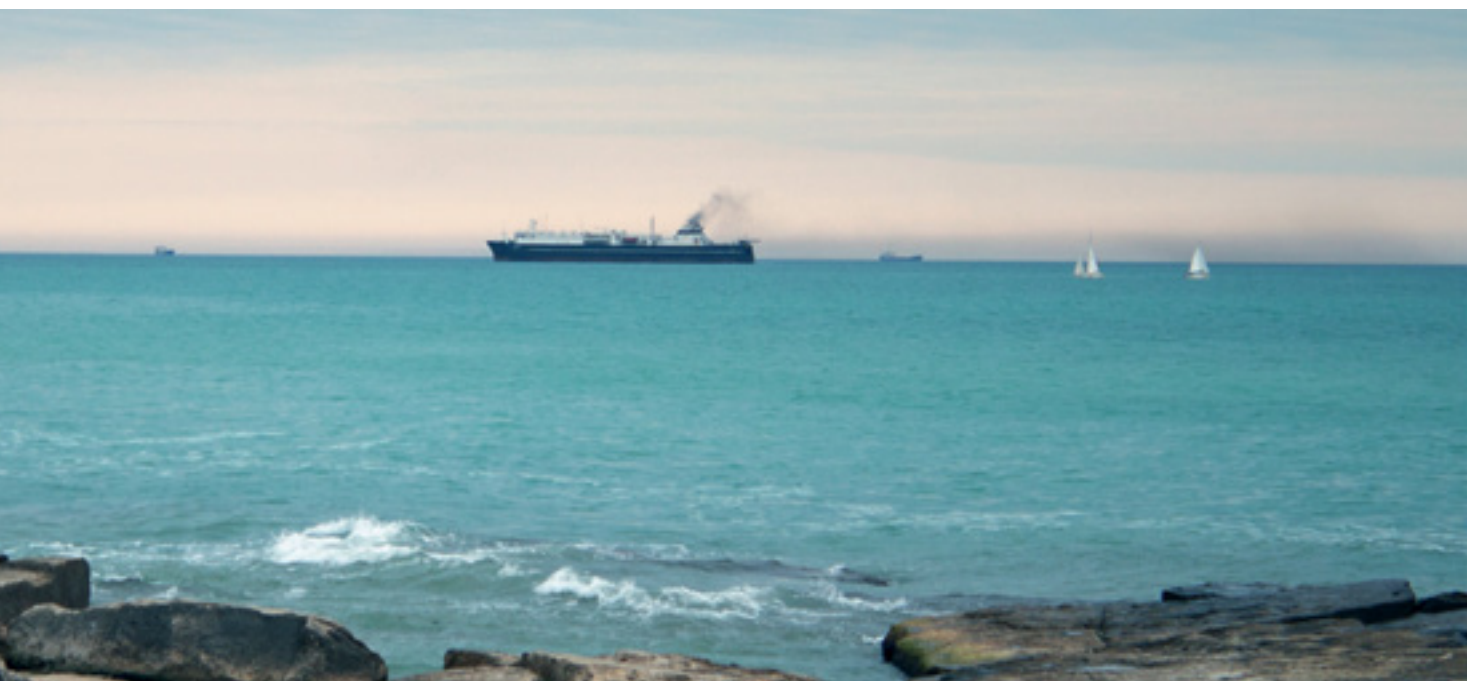


Более подробная информация в разделе «Сервисные проекты»

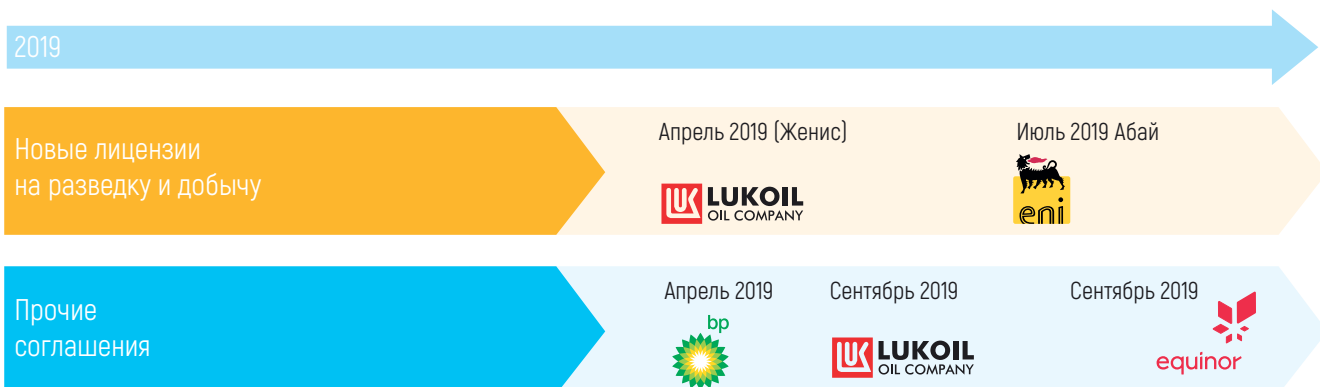
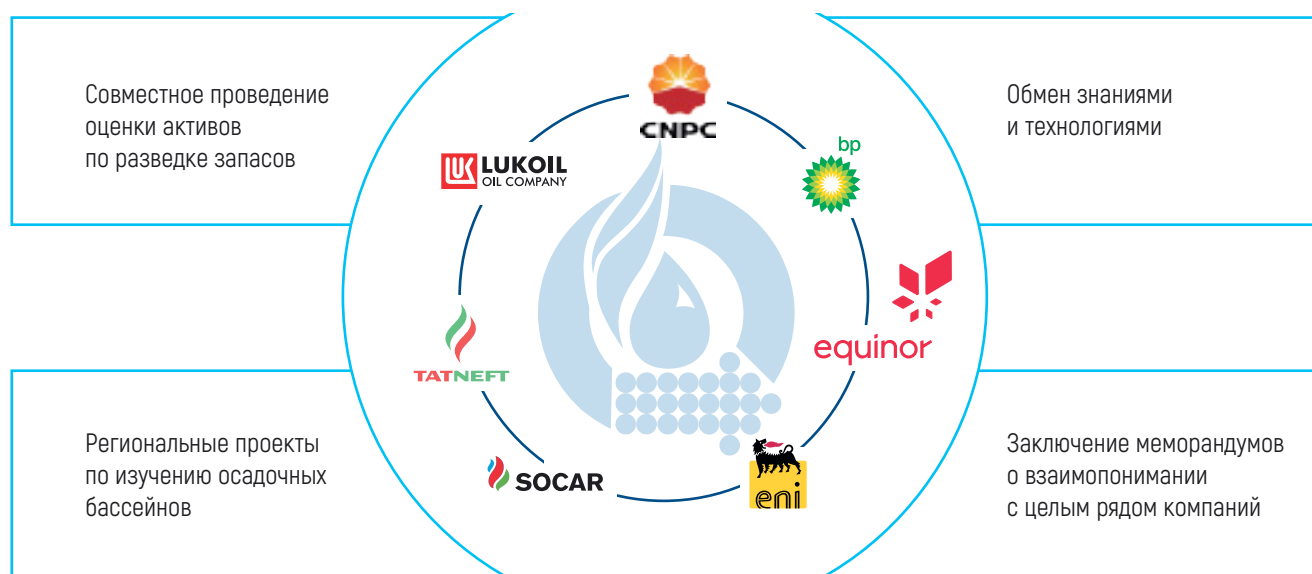
- 17.05.2019 года КМГ и British Petroleum (BP) подписали меморандум о взаимопонимании, в рамках которого совместно будут изучены имеющиеся технологические данные существующих активов КМГ и третьих сторон.
- 20.09.2019 года КМГ и ЛУКОЙЛ подписали Соглашение о совместных исследованиях участков на территории Республики Казахстан.
- 24.09.2019 года КМГ и Equinor подписали соглашение о совместных исследованиях, которое предусматривает проведение геологических и геофизических изысканий с целью углеводородного потенциала нефтегазовых участков на территории РК.

С учетом внесенных изменений в налоговое законодательство и законодательство о недропользовании, которые призваны стимулировать геологоразведку, в 2019 году КМГ провел работу по привлечению стратегических партнеров в новые проекты недропользования.

- 01.04.2019 года между Министерством энергетики Республики Казахстан, КМГ и ПАО «ЛУКОЙЛ» (ЛУКОЙЛ) заключен контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Женис, расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря. Согласно совместной оценке КМГ и ЛУКОЙЛ, прогнозные извлекаемые ресурсы (СЗ) составляют 65,1 млн тонн. Оператором проекта является ТОО «Женис Оперейтинг» (совместное предприятие КМГ — 50% и ЛУКОЙЛа — 50%).
- 07.06.2019 КМГ и ЛУКОЙЛ подписали соглашение о принципах по проекту «I-P2», одноименный участок которого расположен в казахстанском секторе Каспийского моря. Согласно предварительной оценке ЛУКОЙЛа, прогнозные извлекаемые ресурсы (С1) составляют 15,1 млн тонн. Обе компании планируют заключить с Министерством энергетики РК контракт на разведку и добычу углеводородов на участке I-P-2 в 2020 году.
- 26.07.2019 между Министерством энергетики Республики Казахстан, КМГ и «Эни С.п.А.» (Eni) заключен контракт на разведку углеводородного сырья на участке «Абай», расположенном в казахстанском секторе Каспийского моря. Оператором проекта является ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» (КМГ– 50% и Eni — 50%).



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО С МЕЖДУНАРОДНЫМИ КОМПАНИЯМИ





ДОБЫЧА

Компенсация естественного падения уровня добычи

На операционных активах КМГ предпринимает меры по повышению эффективности производственной деятельности и технологической дисциплины, вовлечению неподвижных запасов в целях достижения максимальной продуктивности скважин, повышению технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий.

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

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

КМГ осуществляет партнерское сотрудничество по добыче нефти в мега проектах совместно с крупнейшими мировыми нефтяными гигантами: Chevron Corp, Exxon Mobil Corp, Royal Dutch Shell PLC, Eni SpA, TOTAL SA, Inpex Corp, China National Petroleum Corp (CNPC), ПАО «ЛУКОЙЛ».

¹. Включает также ТОО «КазГПЗ» (конденсат).

². КМГ владеет 50% доли в компании КМГ Кашаган Б.В., которая в свою очередь владеет 16,88% доли в Северо-Каспийском проекте освоения Кашагана.

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%
Мега проекты (неоперационные активы)	Доля КМГ
Тенгиз (ТОО «Тенгизшевройл»)	20%
Кашаган («Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.», NCOC) ²	8,44%
Карачаганак («Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.»)	10%

485 тыс. барр. в сутки
уровень добычи нефти и конденсата

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ:

повышение инновационно-технологической базы производства, включая проекты цифровизации разрабатываемых месторождений

снятие ограничений по наземной инфраструктуре за счет решения проблем утилизации газа и воды

расширение полимерного заводнения

увеличение коэффициента извлечения нефти на добывающих активах

повышение эффективности управления заводнением

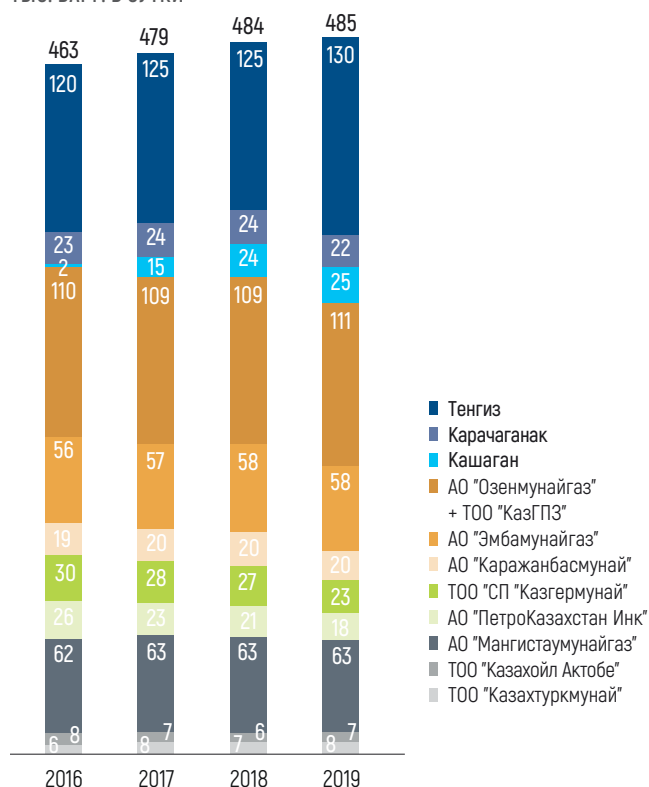
ввод в эксплуатацию объектов доразведки на операционных добывающих активах

ДОБЫЧА НЕФТИ

В 2019 году уровень добычи нефти и конденсата КМГ оставался устойчивым и составил 23,6 млн тонн или 485 тыс. барр. в сутки, близкий к уровню прошлого года. КМГ подтвердил позицию национального лидера в нефтегазовой отрасли Казахстана с долей добычи нефти и конденсата на уровне 26% в 2019 году.

Высокий уровень добычи нефти и конденсата поддерживается ростом добычи на мега проектах и эффективным управлением зрелых месторождений. Портфель активов КМГ является сбалансированным и имеет существенный потенциал роста. Доля операционных и мега проектов по добычи нефти и конденсата составили 65,5% (15,5 млн тонн) и 34,5% (8,1 млн тонн) соответственно.

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТИ И КОНДЕНСАТА ПО АКТИВАМ (НА ДОЛЮ КМГ),
ТЫС. БАРР. В СУТКИ¹



¹. При допущении средневзвешенных индивидуальных коэффициентов баррелизации по каждому активу.

МЕГА ПРОЕКТЫ

Проекты мирового масштаба КМГ разрабатывает совместно с международными нефтегазовыми компаниями

ТЕНГИЗ

Ключевые индикаторы:

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

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

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.

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»

	2017	2018	2019
Нефть, тыс. тонн	28 753	28 800	30 155
Сухой газ, млн м³	7 447	7 532	7 941
СУГ, тыс. тонн	1 377	1 345	1 332
Сера, тыс. тонн	2 489	2 467	2 585

КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ
НЕФТИ 2Р

Более
20 лет

ДОБЫЧА ПОПУТНОГО ГАЗА
(ВСЕГО)¹

16,3
млрд м³

ДОЛИ ВЛАДЕНИЯ



20% ■ KMG
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 промысловых 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:

ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА (ВСЕГО)	ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА НА ДОЛЮ КМГ	КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ 2Р ПО НЕФТИ И КОНДЕНСАТУ	ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА В 2019 ГОДУ (ВСЕГО)
14,1 млн тонн (307 тыс. барр. в сутки)	1 169 тыс. тонн (25 тыс. барр. в сутки)	Более 120 лет	8,5 млрд м ³

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 2Р 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

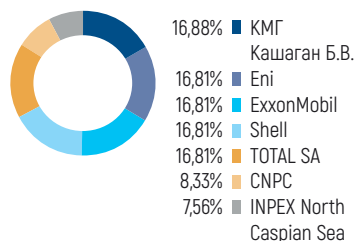
¹. 100% принадлежит КМГ, прямое владение - 99,7440256%, косвенное владение через ТОО КМГ Кумколь - 0,2559744%.

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.» (NCOC)

В 2019 году впервые на месторождении Кашаган был успешно завершен 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 EPC-2 и EPC-3;
- перевода в нагнетание 3-х скважин на островах EPC.

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:

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

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.

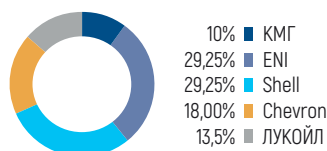
Объем добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак уменьшился на 7,3% и составил 1 015 тыс. тонн (22 тыс. барр. в сутки) на долю КМГ. Добыча газа составила 1 861 млн м³, что на 1,6% ниже уровня 2018 года. Снижение добычи связано с полной остановкой производственных объектов КПК, УКПГ-2 и 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

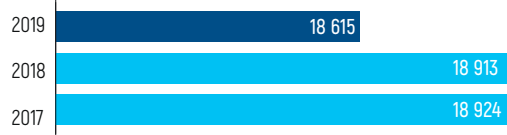


ОПЕРАТОР

- 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 видеоизменения 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).

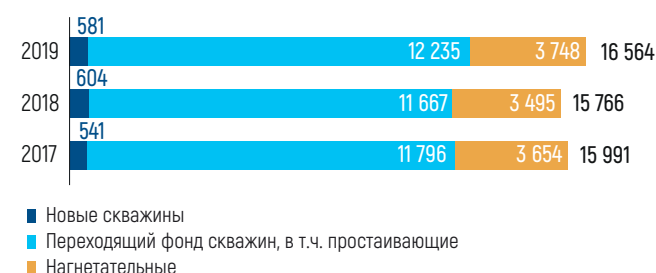
ДОБЫЧА НЕФТИ НА ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВАХ

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 место- рождений	Средний дебит новых скважин, тн/сутки	Средний дебит скважин 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





ДОБЫЧА И ПРОИЗВОДСТВО ГАЗА

Объем добычи природного и попутного газа увеличился на 3,9% до 8 455 млн м³ (55,8 млн барр.н.э.) в 2019 году. При этом 2 636 млн м³ (31%) приходится на долю операционных активов и 5 819 млн м³ (69%) на долю мега проектов. Основные доли в структуре объемов приходятся на мега проекты Тенгиз и Карачаганак.

Значения по добыче газа составляют фактический объем добытого газа, включая обратную закачку газа в пласт и на собственные нужды. Обратная закачка газа применяется для поддержания пластового давления, которое обеспечивает высокий уровень добычи нефти.

Объем производства товарного газа в 2019 году составил 4 922 млн м³, из которых 1 823 млн м³ за счет операционных активов и 3 099 млн м³ за счет мега проектов. По сравнению с 2018 годом производство товарного газа КМГ увеличилось кумулятивно на 91 млн м³ или на 1,9%.

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.

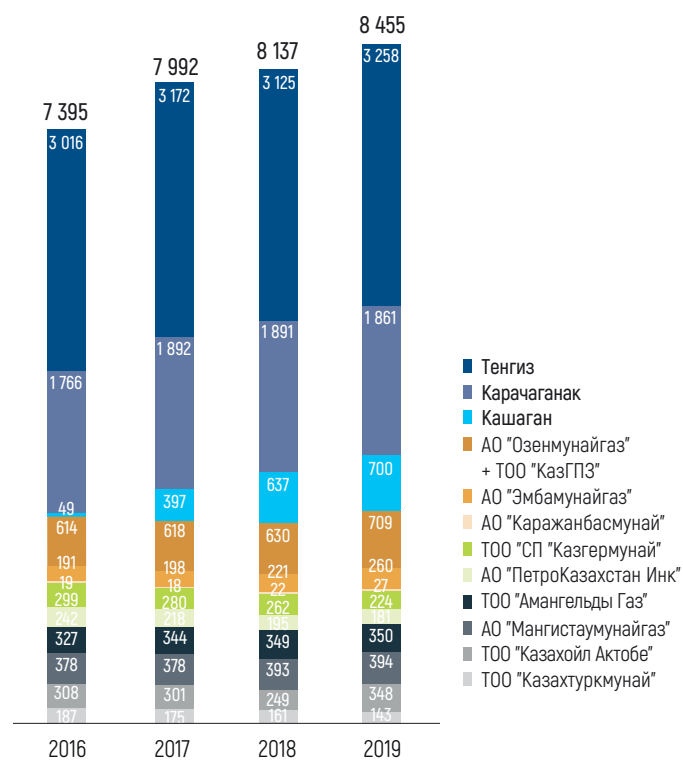
ПРОИЗВОДСТВО ТОВАРНОГО ГАЗА ПО МЕГА ПРОЕКТАМ НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³

	2017	2018	2019
Тенгиз (ТОО «Тенгизшевройл»)	1 847	1 837	1 894
Карачаганак («Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.»)	878	949	911
Кашаган («Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.», NCOC)	223	301	293
Всего по мега проектам	2 948	3 087	3 099

ПРОИЗВОДСТВО ТОВАРНОГО ГАЗА ПО ОПЕРАЦИОННЫМ АКТИВАМ НА ДОЛЮ КМГ, М³

	2017	2018	2019
АО «Озенмунайгаз» + ТОО «КазГПЗ» ¹	540	558	680
АО «Мангистаумунайгаз» (ПУ «Жетыбаймунайгаз»)	199	207	116
ТОО «СП «Казгермунай»	235	205	184
ТОО «Амангельды Газ»	339	345	346
ТОО «Казахойл Актобе»	180	173	157
АО «Эмбамунайгаз»	30	154	135
ТОО «Казахтуркмунай»	156	143	163
АО «ПетроКазахстан Инк.»	78	68	43
АО «Каражанбасмунай»	0	0	0
Всего по операционным активам	1 757	1 853	1 823

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

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО АКТИВАМ (НА ДОЛЮ КМГ), МЛН М³

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ

КМГ завершил строительство нефтетранспортной инфраструктуры по доставке углеводородов на экспортные рынки.

В среднесрочной перспективе в приоритете будет:

- повышение загрузки созданных мощностей через повышение привлекательности и конкурентоспособности маршрутов транспортировки нефти по нефтетранспортным системам КМГ;
- контроль за операционными затратами.

78,07 млн тонн
объем транспортировки нефти

Транспортировка нефти в КМГ представлена двумя видами – магистральными трубопроводами и морским флотом.

Транспортировка магистральными трубопроводами					Транспортировка морским флотом
Управляющая компания	КазТрансОйл (КТО)	Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)	МунайТас (МТ)	Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)	Казмортрансфлот (КМТФ)
Доля	КМГ: 90% ¹	КТО: 50%	КТО: 51%	КМГ: 20,75%	КМГ: 100%
Объем транспортировки нефти в 2019 году на долю КМГ, тыс. тонн	44 463 ²	8 100	1 648	13 126	10 729
Основные направления	Экспорт в Европу и Китай, внутренний рынок	Экспорт в Китай, внутренний рынок	Экспорт в Китай, внутренний рынок	Экспорт в Европу	Экспорт в Европу
Основные маршруты	Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана; Узень — Атырау — Самара; порт Актау; перевалка нефти в системы КТК и Атасу — Алашанькоу	Атасу – Алашанькоу; Кенкияк – Кумколь	Кенкияк – Атырау	Тенгиз – Новороссийск	Черное и Средиземное моря; Каспийское море
Общая протяженность, км	5 378	1 759	449	1 510	не применимо

ТРУБОПРОВОДНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

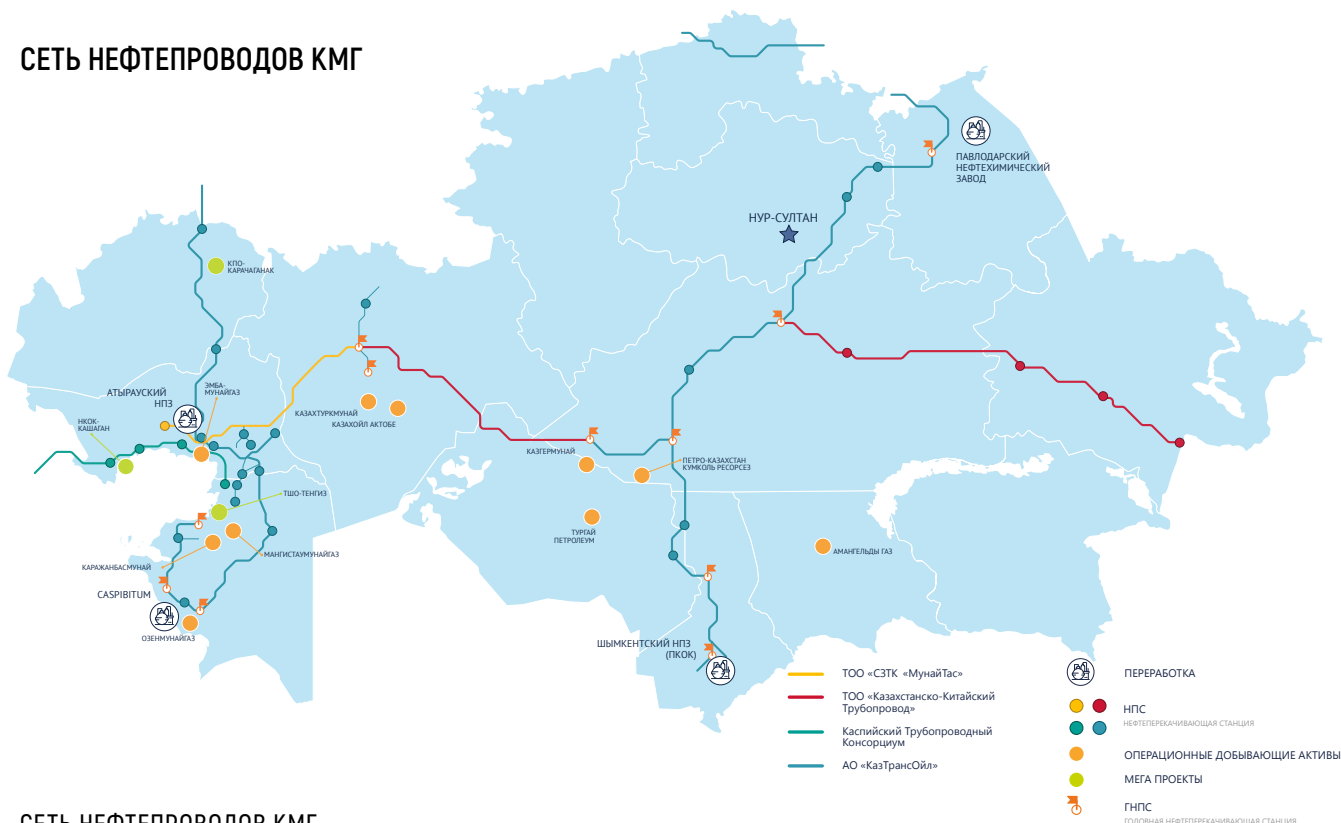
Трубопроводная инфраструктура Казахстана принадлежит АО «КазТрансОйл», его двум совместным предприятиям (ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» и ТОО СЗТК «МунайТас»), а также Каспийскому Трубопроводному Консорциуму. Действующая трубопроводная

инфраструктура Казахстана обладает достаточным потенциалом для увеличения объемов транспортировки нефти с перспективных проектов.

¹. 10% акций КТО принадлежат миноритарным акционерам, которые приобрели их в рамках программы «Народное IPO».

². Объем транспортировки КТО представлен на 100%, т.к. КМГ полностью контролирует операционную деятельность актива.

СЕТЬ НЕФТЕПРОВОДОВ КМГ



СЕТЬ НЕФТЕПРОВОДОВ КМГ

АО «КазТрансОйл» (КТО) – национальный оператор по магистральному нефтепроводу Республики Казахстан. Компания владеет разветвленной сетью магистральных нефтепроводов общей протяженностью 5 378 км, к которой подключены практически все нефтяные месторождения Казахстана. Компания обеспечивает транспортировку нефти на четыре крупнейших нефтеперерабатывающих завода Казахстана, а также транспортирует нефть на экспорт по нефтепроводу Атырау – Самара, осуществляет перевалку нефти в экспортные нефтепроводы КТК и Атасу – Алашанькоу, отгрузку нефти в танкеры в порту Актау и на железнодорожный транспорт. Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам обеспечивается 36 нефтеперекачивающими станциями, 67 печами подогрева нефти, резервуарным парком для хранения нефти общим объемом 1,4 млн м³. АО «КазТрансОйл» также оказывает услуги по эксплуатации и техническому обслуживанию магистральных нефтепроводов компаний ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод», ТОО СЗТК «МунайТас», «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.», АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-К», АО «Тургай Петролеум» и магистрального водовода ТОО «Магистральный Водовод».

ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» (КТК) является владельцем нефтепроводов АтасуАлашанькоу (протяженность 965 км) и Кенкияк – Кумколь (протяженность 794 км). Компания осуществляет транспортировку казахстанской и транзитной российской нефти в Китайскую Народную Республику, а также на внутренний рынок Казахстана.

ТОО СЗТК «МунайТас» (МТ) является владельцем магистрального нефтепровода Кенкияк – Атырау протяженностью 449 км. В 2018 году компания приступила к реализации проекта реверса нефтепровода Кенкияк – Атырау с целью обеспечить поставку западноказахстанской

нефти на нефтеперерабатывающие заводы Республики Казахстан и нивелировать эффект снижения добычи нефти в Актюбинской и Кызылординской областях, а также экспорт в КНР в объеме до 6 млн тонн в год. Стоимость проекта – 28,6 млрд тенге. Начало транспортировки нефти в реверсном направлении запланировано на второе полугодие 2020 года.

«Каспийский Трубопроводный Консорциум» (КТК) – международный нефтетранспортный проект с участием России, Казахстана, а также ведущих игроков отрасли, созданный для строительства и эксплуатации магистрального трубопровода протяженностью 1 510 км (из них 452 км – казахстанский участок). Нефтепровод КТК является одним из приоритетных направлений экспортных поставок казахстанской нефти и соединяет казахстанское нефтяное месторождение Тенгиз с нефтяным терминалом «Южная Озереевка» на Черном море (вблизи порта Новороссийск). Транспортировка нефти по нефтепроводу КТК обеспечивается 15 нефтеперекачивающими станциями, резервуарным парком для хранения нефти общим объемом 1,3 млн м³ и тремя выносными причальными устройствами.

В связи с предстоящим увеличением добычи нефти на Тенгизе и Кашагане, в 2019 году акционерами КТК принято решение о реализации Проекта устранения узких мест трубопроводной системы для увеличения объемов транспортировки казахстанской нефти до 72,5 млн тонн в год. Срок реализации проекта 2019–2023 годы, стоимость проекта – 600 млн долл. США. Финансирование предусматривается за счет собственных средств КТК.

9,1 тыс. км

общая протяженность магистральных нефтепроводов

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

В 2019 году консолидированный объем транспортировки нефти по магистральным трубопроводам составил 67 337 тыс. тонн, незначительно снизившись по сравнению с предыдущим годом на 622 тыс. тонн, в основном из-за снижения объемов добычи нефти в Кызылординской области.

ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ НА ДОЛЮ КМГ, ТЫС. ТОНН¹



Тарифная политика

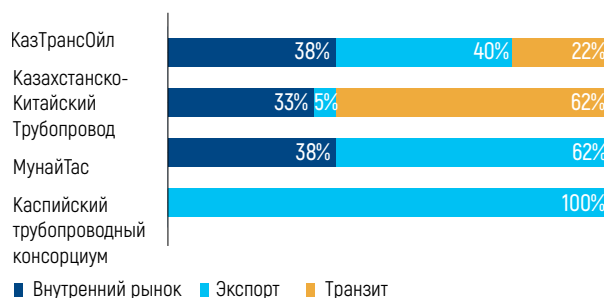
Тарифы на транспортировку нефти на внутренний рынок Казахстана подлежат государственному регулированию.

С принятием в 2015 году поправок в Закон РК «О естественных монополиях» от 27.12.2018 №204-VI, из сферы естественных монополий исключены услуги по транспортировке нефти в целях транзита через территорию Республики Казахстан и экспорта за пределы Республики Казахстан.

Тарифы на транспортировку нефти

Компания	2017	2018	2019
КазТрансОйл			
внутренний рынок, тенге за тонну на 1 тыс. км	3 902	4 292	4 722
экспорт, тенге за тонну на 1 тыс. км	5 817	6 399	6 399
транзит в Китайскую Народную Республику, долл. США за тонну	3,11	3,11	4,23
Казахстанско-Китайский Трубопровод			
внутренний рынок, тенге за тонну на 1 тыс. км	5 916	6 507	7 158
экспорт, тенге за тонну на 1 тыс. км	6 799	6 799	6 799
транзит в Китайскую Народную Республику, долл. США за тонну	8,25	8,25	10,77
МунайТас			
внутренний рынок, тенге за тонну на 1 тыс. км	5 912	5 912	5 912
экспорт, тенге за тонну на 1 тыс. км	5 912	5 912	5 912
Каспийский Трубопроводный Консорциум			
экспорт, долл. США за тонну	38	38	38

СТРУКТУРА ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ЗА 2019 ГОД, %



Объем транспортировки нефти, тыс. тонн¹

Компания	2017	2018	2019
КазТрансОйл (100%)	46 293	45 309	44 463
Казахстанско-Китайский Трубопровод (100%)	16 538	15 997	16 200
МунайТас (100%)	3 660	3 878	3 232
Каспийский Трубопроводный Консорциум (100%)	55 108	61 084	63 256

¹. Консолидированный объем транспортировки нефти учитывает объем транспортировки каждой отдельной трубопроводной компании с учетом операционной доли КМГ (за исключением КТО). Часть объемов нефти может транспортироваться двумя или тремя трубопроводными компаниями, и соответственно эти объемы учитываются более одного раза в консолидированном объеме транспортировки нефти.

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ МОРЕМ

ТРАНСПОРТНЫЕ АКТИВЫ

ООО «НМСК «Казмортрансфлот» (КМТФ) является национальным морским перевозчиком. В состав активов КМТФ входят:

- торговый флот: собственные нефтеналивные танкеры – «Астана», «Алматы» и «Ақтау» (каждый дедевейтом 12 тыс. тонн); «Атырау», «Актобе», «Орал» (дедевейтом 13 тыс. тонн). А также нефтеналивные танкеры типа «Афрамакс» – «Алатау» и «Алтай» (каждый дедевейтом 115 тыс. тонн);
- флот поддержки морских операций (ФПМО) – 12 единиц: магистральные буксиры «Есил», «Тобол», «Урал», «Иртыш», восемь барж-площадок серии КМГ грузоподъемностью по 3 600 тонн;
- флот для участия в проекте будущего расширения ТОО «Тенгизшевройл»: три судна класса MCV – «Барыс», «Беркут» и «Сункар», три буксира – «Талас», «Эмба» и «Иргиз». На 31 декабря 2019 года, судна «Беркут» и «Сункар» были обесценены и контракты с ТШО завершаются в 2020 году.

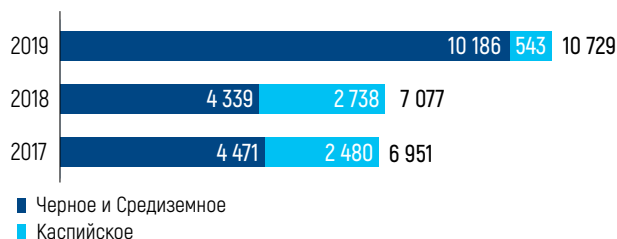
Основные маршруты морской транспортировки нефти

- маршруты в акватории Каспийского моря;
- маршруты в акватории Черного и Средиземного морей.

ОБЪЕМ ПЕРЕВОЗКИ

Общий объем морской транспортировки нефти в 2019 году существенно вырос – на 52% в сравнении с 2018 годом и составил 10 729 тыс. тонн. Объемы транспортировки нефти на Средиземном и Черном морях выросли в полтора раза благодаря заключенному соглашению о поставках и перевозках в конце 2018 года между КМТФ, КМГ и KMG International.

ОБЪЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ, ТЫС. ТОНН



В феврале 2019 года подписаны соглашения о судоходстве между странами – участниками Евразийского экономического союза, согласно которым срок получения разрешения на транзитный переход по валовому внутреннему продукту Российской Федерации сокращен до десяти дней.

В апреле 2019 года открыто фидерное сообщение по Транскаспийскому международному транспортному маршруту на условиях соглашения на перевозку грузов между АО НК «Қазақстан Темір Жолы», АО НК «КазМунайГаз», ТОО «KTZ Express Shipping» и ТОО «НМСК «Казмортрансфлот».

В июне 2019 года силами ТОО «НМСК «Казмортрансфлот» успешно транспортирована самоподъемная плавучая буровая установка «Сәтті» с базы ERSAL порта Курык (Республика Казахстан) до порта Баку (Республика Азербайджан).

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И МАРКЕТИНГ

В 2019 году КМГ пересмотрел свою стратегию относительно транспортировки и маркетинга газа, в результате к основной инициативе по экспорту газа в Китай также были добавлены три дополнительные инициативы.

Для эффективного использования газотранспортного потенциала и увеличения экспортной и транзитной составляющей в доходах Компания определила следующие цели:

- **Экспорт газа в Китай**
Расширение мощностей магистральных газопроводов Бейнеу — Бозой — Шымкент и Казахстан — Китай позволяет КМГ нарастить стабильные экспортные поставки товарного газа в Китай до 10 млрд м³ в год начиная с 2019 года и в последующие годы.
- **Экспорт продуктов переработки газа**
КМГ прорабатывает вопросы строительства мощностей по производству продуктов переработки газа с высокой добавленной стоимостью для их реализации на внутреннем рынке и экспорт.
- **Обеспечение рационального использования газа на внутреннем рынке**
КМГ продолжит работу с государственными органами по обеспечению рационального потребления газа на внутреннем рынке.

- **Развитие транзитного потенциала**
КМГ продолжит работу по максимальному увеличению прибыли от транзита с приграничными странами на фоне развития крупных рынков Китая и России.

Надежное и эффективное обеспечение потребителей и диверсификация рынков сбыта газа входят в число приоритетных направлений деятельности Компании. Пропускная способность газовой транспортной инфраструктуры развита в соответствии с потенциальным ростом производства газа в стране. Благодаря своевременным инвестициям в газотранспортную систему КМГ обеспечивает регионы страны природным газом и увеличивает потенциал экспортных направлений. Управление газотранспортной системой КМГ осуществляет его 100%-ная дочерняя организация АО «КазТрансГаз».

ГАЗОПРОВОДНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

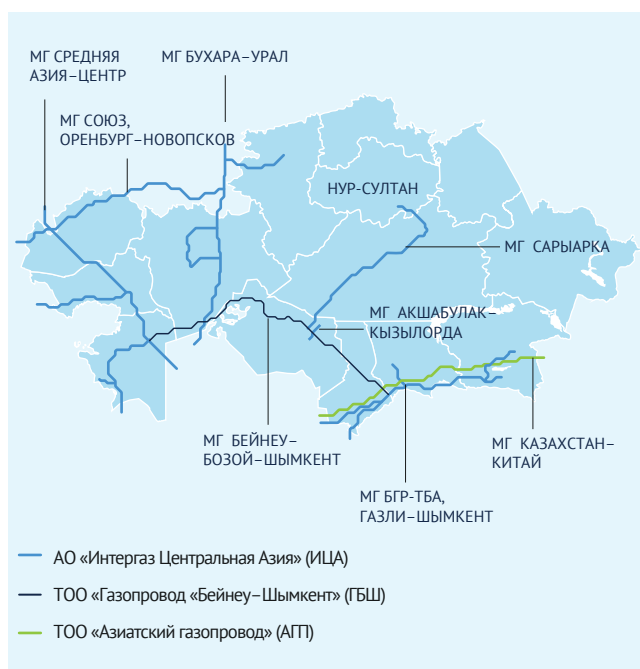
АО «КазТрансГаз» (КТГ) является национальным оператором в сфере газа и газоснабжения Республики Казахстан.

КТГ управляет централизованной инфраструктурой по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям, обеспечивает международный транзит и занимается продажей газа на внутреннем и внешнем рынках, разрабатывает, финансирует, строит и эксплуатирует газопроводы и газохранилища.

КТГ осуществляет эксплуатацию крупнейшей сети магистральных газопроводов в Казахстане общей протяженностью 19 146 км с годовой пропускной способностью 230 млрд м³ и газораспределительных сетей протяженностью более 49 тыс. км. КТГ управляет тремя подземными хранилищами газа («Бозой», «Акыртобе», «Полторацкое») в Казахстане с общим активным объемом хранения до 4,6 млрд м³. Транспортировка газа обеспечивается 40 компрессорными станциями и 232 газоперекачивающими агрегатами.

КТГ владеет дочерними структурами на территории Казахстана в следующих бизнес-направлениях:

- магистральная транспортировка газа:
 - АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), 100% ДЗО КТГ;
 - ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП), 50% ДЗО КТГ;
 - ТОО «Газопровод Бейнеу – Шымкент» (ГБШ), 50% ДЗО КТГ;
- транспортировка по газораспределительным системам:
 - АО «КазТрансГаз Аймак» (КТГА), 100% ДЗО КТГ;
- добыча газа и газоконденсата:
 - ТОО «Амангельды Газ» (АГ), 100% ДЗО КТГ (объемы добычи указаны в разделе «Добыча»).



17,85 тыс. км
общая протяженность магистральных газопроводов

Компания	Магистральный газопровод (МГ) / газопровод	Протяженность, км	Мощность, млрд м ³ в год
ИЦА	МГ «Союз», Оренбург – Новопсков	1 147	68,4
	МГ Средняя Азия – Центр	5 306	50,8
	МГ Бухара – Урал	2 382	31,5
	МГ БГР – ТБА ¹ , Газли – Шымкент	2 462	10,2
	МГ Акшабулак – Кызылорда	123	0,4
	МГ «Сарыарка» ⁴	1 061	2,2 ²
АГП	МГ Казахстан – Китай	3 916	55
ГБШ	МГ Бейнеу – Бозой – Шымкент	1 454	13 ³

¹. Бухарский газоносный регион – Ташкент-Бишкек-Алматы.

². Для 1 этапа газопровода проектная и фактическая мощность составляет 2,2 млрд м³ в год.

³. Фактическая мощность – 13 млрд м³ в год, проектная мощность – 15 млрд м³ в год.

⁴. МГ «Сарыарка» передан в аренду ИЦА, но находится в собственности АО «АстанаГаз КМГ», акционерами которого являются АО «Самрук-Қазына» (50%) и АО «Baiterek Venture Fund» (50%).

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ

Увеличение мощности магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент до 15 млрд м³ в год

Строительство магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент было начато в 2011 году. В 2019 году проводились следующие работы по увеличению мощности до 15 млрд м³ в год:

- введены в эксплуатацию компрессорные станции «Коркыт-Ата», «Арал» и «Туркестан». Мощность газопровода на участке Бозой — Шымкент доведена до 13 млрд м³ в год;
- разработана проектно-сметная документация (ПСД) и ведется закупка основного оборудования по строительству четвертой компрессорной станции «1А» на участке Бейнеу — Бозой, срок завершения — 2020 год;
- разработан технико-экономический расчет, участниками согласовано ПСД, согласно которому предусматривается расширение существующей компрессорной станции «Бозой», газоизмерительных станций «Амбулак» и «Бейнеу».

МАГИСТРАЛЬНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

Объем транспортировки газа по магистральным газопроводам КМГ в 2019 году снизился на 7,2%, до 103 494 млн м³, в основном в результате снижения транзита газа из-за перераспределения потоков российского газа ПАО «Газпром» и снижения объемов транзита среднеазиатского газа в Китай.

АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА)

ИЦА является 100%-ным дочерним предприятием КТГ. В 2018 году ИЦА получило статус национального оператора по магистральному газопроводу.

На сегодняшний день ИЦА осуществляет внутреннюю транспортировку и транзит природного газа по территории Казахстана по магистральным газопроводам общей протяженностью 19 146,51 км.

ИЦА эксплуатирует три подземных хранилища газа (ПХГ):

- Бозойское ПХГ в Актыбинской области;
- Полторацкое ПХГ в Южно-Казахстанской области;
- Акыртобинское ПХГ в Жамбылской области.

Основные направления деятельности ИЦА:

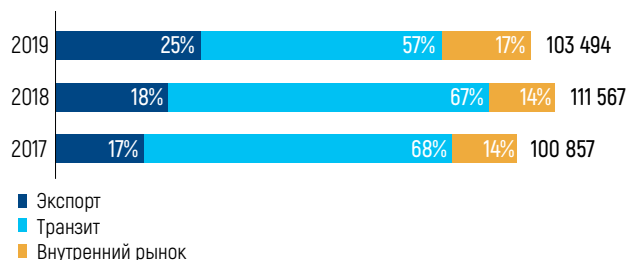
- транспортировка газа на внутренний рынок Республики Казахстан;
- транзитная транспортировка газа по территории Казахстана из Туркменистана и Узбекистана в Россию;
- транспортировка газа для экспорта;
- транзитная транспортировка газа из одной части Российской Федерации в другую через территорию Казахстана;
- транзитная транспортировка узбекского газа для г. Ташкент.

до 15 млрд м³ в год
Увеличение мощности магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент

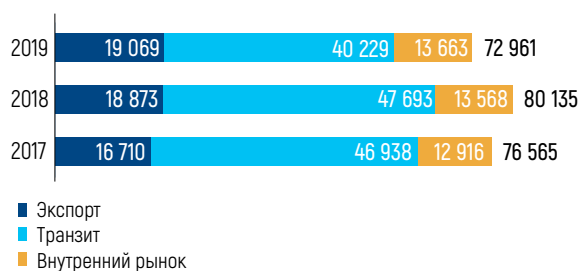
Реконструкция подземного газохранилища «Бозой»

В целях сглаживания сезонной неравномерности потребления газа и для обеспечения стабильных поставок газа на внутренний рынок и экспорт, ИЦА ведет реконструкцию подземного газохранилища «Бозой». В рамках проекта для повышения качества газа, его очистки от механических примесей и влаги, было выполнено дооснащение современной установкой осушки газа. Проведение предусмотренных проектом работ позволит повысить надежность и безопасность газохранилища, а также увеличить суточную производительность отбора и закачки газа до проектных 27 млн м³ в сутки. Ожидается, что проектный объем хранения газа в 4 млрд м³ будет достигнут в 2020 году.

ОБЩИЙ ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³



ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА ИЦА НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³



ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)

АГП является паритетным совместным предприятием АО «КазТрансГаз» и Trans-Asia Gas Pipeline Company Ltd. (акционер – компания CNODC, дочернее предприятие CNPC). Совместное предприятие создано с целью финансирования, строительства и эксплуатации газопровода «Казахстан – Китай», предназначенного для транспортировки природного газа от границы Казахстана с Узбекистаном до газоизмерительной станции «Хоргос» на территории Китая.

Цель проекта – обеспечение транзита туркменского и узбекского газа в направлении Китайской Народной Республики, осуществление экспорта казахстанского газа в Китайскую Народную Республику, а также бесперебойное обеспечение газом южных регионов Казахстана.

Протяженность газопровода по территории Республики Казахстан составляет 2 612 км для ниток «А» и «В», 1 304 км для нитки «С». Общая пропускная способность газопровода составляет 55 млрд м³/год (30 млрд м³ – нитки «А» и «В», 25 млрд м³ – нитка «С»).

В 2018 году завершена реализация проекта «Увеличение мощности магистрального газопровода Казахстан — Китай» (нитка «С»). В результате производительность магистрального газопровода Казахстан — Китай доведена до 55 млрд м³ в год.

Изучается вопрос по увеличению производительности ниток «А» и «В» до 40 млрд м³ в год, что позволит увеличить общую производительность газопровода до 65 млрд м³ в год.

ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА АГП НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³

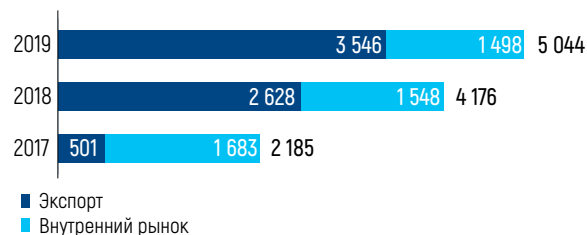


ТОО «Газопровод Бейнеу — Шымкент» (ГБШ)

ГБШ является паритетным совместным предприятием АО «КазТрансГаз» и Trans-Asia Gas Pipeline Company Ltd. (акционер — компания CNODC, дочернее предприятие CNPC). Проект имеет важнейшее стратегическое значение для Казахстана, он обеспечивает природным газом южные регионы Республики Казахстан, позволяет диверсифицировать экспортные поставки казахстанского газа, обеспечивает энергетическую безопасность Республики Казахстан, создает единую газотранспортную систему.

Магистральный газопровод Бейнеу — Бозой — Шымкент представляет собой второй участок газопровода Казахстан — Китай. Газопровод соединяет западные месторождения нефти и природного газа с южными регионами страны, а также с магистральными газопроводами Бухарский газоносный регион — Ташкент-Бишкек-Алматы и Газли — Шымкент и линией «С» газопровода Центральная Азия — Китай. Фактическая протяженность ГБШ составляет 1 454 км, а пропускная способность — 13 млрд м³ в год.

ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА ГБШ НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³



ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ РЕГИОНОВ

АО «КАЗТРАНСГАЗ АЙМАК» (КТГА)

КТГА является 100%-ным дочерним предприятием КТГ. КТГА – это крупнейшая газоснабжающая компания в Республике Казахстан, эксплуатирующая 50,6 тыс. км распределительных и магистральных газопроводов во всех десяти газифицированных областях и двух городах республиканского значения.

Основные задачи КТГА:

- организация поставок товарного газа;
- транспортировка газа по распределительным сетям;
- управление газотранспортными активами в регионах.

ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА КТГА НА ДОЛЮ КМГ, МЛН М³



Развитие сети газораспределения и газификации регионов Казахстана

Модернизация газораспределительной сети г. Тараз

За время реализации проекта с 2011 года заменено порядка 899 км стальных газопроводов низкого давления (37 км в 2019 году) на полиэтиленовые газопроводы среднего давления в частном секторе у 42 тыс. абонентов, что решило проблему недостаточного давления газа у потребителей. В результате пропускная способность системы газоснабжения увеличилась в 1,5 раза, до 150,5 тыс. куб. м в час.

Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспределительных сетей населенных пунктов Мангистауской области

За время реализации проекта с 2015 года построено и модернизировано 1 347 км газопроводов (25 км в 2019 году), установлены шесть автоматических газораспределительных станций, 34 шкафных газорегуляторных пункта, 45 газорегуляторных блочных пунктов. В результате, газифицированы пять населенных пунктов и получили доступ к газу 2,5 тыс. новых абонентов.

Газификация г. Алматы, реконструкция газораспределительных сетей г. Алматы

Проект позволит подключить к газоснабжению порядка 4,1 тыс. новых абонентов со среднегодовым потреблением 15,8 млн м³ газа. На 1 января 2020 года построено 265 км (170 км в 2019г.) новых газопроводов, реконструировано 76 км (34 км в 2019г.) существующих газопроводов, установлены 21 шкафной газорегуляторный пункт, 1 газорегуляторный блочный пункт.

Строительство магистрального газопровода «Сарыарка»

В октябре 2019 года завершилось строительство 1-го этапа магистрального газопровода «Сарыарка» и 27 декабря 2019 был подписан акт ввода его в эксплуатацию. 3 февраля 2020 года газопровод передан в аренду АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), которое будет осуществлять транспортировку газа. МГ «Сарыарка» находится в собственности АО «АстанаГаз КМГ», акционерами которого являются АО «Самрук-Қазына» (50%) и АО «Baiterek Venture Fund» (50%).

Пропускная способность 1-го этапа газопровода – до 2,2 млрд м³ в год. Общая протяженность газопровода – 1 060,6 км. Ожидается, что он обеспечит стабильную поставку газа в центральные регионы и столицу Казахстана, а это порядка 2 710 тыс. человек. Магистральный газопровод «Сарыарка» позволит перейти на недорогое и качественное топливо – газ, существенно улучшив экологическую ситуацию в стране.

ГАЗОМОТОРНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

ТОО «КазТрансГаз Өнімдері» (КТГО)

В 2019 году КТГО совместно с КТГ продолжили работу в регионах Республики Казахстан в рамках Плана мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019–2022 годы, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 ноября 2018 года № 797 (далее – План), и Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике». Целью этой работы является перевод автотранспорта на более экологичный и экономичный вид моторного топлива взамен традиционных видов топлива для транспортных средств, таких как бензин и дизель. Основными потребителями компримированного природного газа (КПГ) станут городские автобусные парки, магистральный грузовой автотранспорт, пассажирский транспорт частных лиц, грузовой и легковой автотранспорт региональных филиалов дочерних компаний КТГ, а также частный автотранспорт.

РАЗВИТИЕ ПРОЕКТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

В 2019 году выделены участки земли под строительство автомобильных газонаполнительных компрессорных станций в г. Алматы, г. Шымкенте, Актюбинской, Туркестанской, Мангистауской, Кызылординской, Атырауской и Алматинской областях. Городские пассажирские автобусы на КПГ курсируют в Актобе (78 автобусов), Алматы (400 автобусов), Шымкенте (200 автобусов) и Кызылорде (120 автобусов). Также в 2020 году планируется дополнительная закупка 960 автобусов на КПГ в Шымкенте (590), в Алматы (200) в Атырау (170).

В рамках подписанного меморандума между ПАО «Газпром», CNPC и КМГ о взаимопонимании по сотрудничеству в области развития производственно-сбытовой инфраструктуры использования природного газа в качестве моторного топлива на международном транспортном коридоре Западная Европа – Западный Китай (далее – МТК) продолжились работы по проведению маркетинговых исследований интенсивности движения автотранспорта и соответствующего объема потребления СПГ/КПГ, изучению и анализу существующих технологий, оценке необходимой мощности производственно-сбытовой инфраструктуры и объема капиталовложений.

Подписан меморандум по сотрудничеству в области развития производственно-сбытовой инфраструктуры использования КПГ в качестве моторного топлива в Республике Казахстан с национальным оператором в сфере эксплуатации автодорог АО «НК «КазАвтоЖол». В настоящее время согласованы и оформлены пять земельных участков на МТК (Казалинск, Иргиз, Аральск, Карабутах, Казыгурт).

798 автобусов работает на газомоторном топливе КМГ, 960 автобусов на ГМТ будет запущено в 2020 году.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

С 2017 по 2023 год реализуется проект внедрения аналитической геоинформационной системы по объектам газопроводов для анализа цифровых пространственных данных об объектах газотранспортной системы, представления их пространственного положения и информации об их технических и эксплуатационных параметрах.

В 2019 году ТОО «Амангельды Газ» внедрило информационную систему «1С: ТОиР». Данная система обеспечила наглядность и прозрачность процесса выполнения технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а также упорядочила хранение данных по оборудованию в иерархическом порядке и предоставила доступ к процессу для всех

заинтересованных сторон. Далее была произведена интеграция «1С: ТОиР» с «1С: Бухгалтерия», в результате удалось привязать затраты (товарно-материальные ценности) в разрезе оборудования обеих систем друг к другу.

С целью предотвращения несанкционированных эмиссий в атмосферу, а также сохранения жизни и здоровья потребителей, КТГО приобретены четыре автокомплекса на базе автомобиля Toyota Hilux, оборудованные цифровыми детекторами «ПЕРГАМ» по поиску утечек метана. За период эксплуатации, комплексами обнаружено 235 утечек в жилых помещениях и социальных объектах, всего 8 766 утечек.

МАРКЕТИНГ ГАЗА

КТГ, являясь национальным оператором в сфере газа и газоснабжения, осуществляет преимущественное право государства на приобретение сырого и (или) товарного газа у недропользователей/поставщиков.

В соответствии с законодательством недропользователи направляют национальному оператору коммерческое предложение с указанием объемов, цены и пункта поставки сырого и (или) товарного газа. Национальный оператор принимает решение о реализации преимущественного права государства или отказе от него.

В настоящее время национальный оператор реализует преимущественное право государства в отношении приобретения газа у следующих компаний, имеющих долю участия КМГ:

- АО «Эмбаунайгаз» (100%);
- ТОО «СП «Казгермунай» (50%);
- ТОО «Казахойл Актобе» (50%);

- ТОО «Казахтуркмунай» (100%);
- ТОО «КазМунайТениз» (100%).

Реализация газа указанных компаний осуществляется на внутренний рынок.

Компании, доли участия в которых принадлежит КМГ, в отношении которых не реализуется преимущественное право государства по приобретению газа:

- ТОО «Амангельды Газ» (100%);
- ТОО «КазГПЗ» (100%);
- ТОО «Тенгизшевройл» (20%);
- «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б. В.» (10%);
- «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н. В.» (NOC) (8,44%).

Реализация газа этих компаний осуществляется на внутренний рынок и экспорт.

Объемы реализации товарного газа в 2019 году составили 22 834 млн м³. На экспорт было направлено 8 806 млн м³ газа, из которых 81% экспортировано в Китайскую Народную Республику в рамках заключения договора купли-продажи газа на экспорт в Китай.

22,8 млрд м³
реализации товарного газа

Ресурсы газа, млн м³

Показатель	2017	2018	2019
Объемы закупки газа	18 153	23 297	24 200
Казахстанские недропользователи/поставщики	13 376	17 209	16 435
Компании с участием КМГ	6 446	10 195	9 537
Третьи стороны	6 930	7 014	6 898
Импорт газа	4 777	6 088	7 765
Россия	3 038	3 216	5 054
Узбекистан	1 739	2 872	2 710

Реализация товарного газа КТГ, млн м³

Показатель	2017	2018	2019
Экспорт	4 949	8 917	8 806
Россия	2 073	2 350	1 000
Кыргызстан	249	275	264
Китайская Народная Республика	1 003	5 484	7 091
Узбекистан	1 624	807	452
Внутренний рынок	12 793	13 999	14 028
Всего	17 742	22 915	22 834

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И МАРКЕТИНГ



После проведения модернизации, которая вывела нефтеперерабатывающие заводы Компании в Республике Казахстан и Румынии на новый уровень глубины переработки нефти, согласно Стратегии развития на 2018–2028 годы, основной задачей по этим активам является:

- для нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан: обеспечение генерации достаточного уровня ликвидности в целях своевременного погашения долговых обязательств путем оптимизации затрат;
- для НПЗ «Петромидия»: повышение эффективности путем оптимизации производственных процессов, в том числе за счет цифровизации, и обеспечения оптимальной корзины нефтепродуктов в целях повышения маржи реализации нефтепродуктов, а также выплата дивидендов Корпоративному центру КМГ.

МАРКЕТИНГ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА

Объем реализации собственной произведенной нефти и конденсата КМГ в 2019 году составил 23 509 тыс. тонн, в том числе экспорт нефти – 16 379 тыс. тонн, объем внутренних поставок нефти – 7 130 тыс. тонн.

Объем внутренних поставок полностью включает поставки на нефтеперерабатывающие заводы КМГ в Казахстане: 2 994,82 тыс. тонн в АНПЗ, 3 158,95 тыс. тонн в ПНХЗ, 517,81 тыс. тонн в ПКП, 448,56 тыс. тонн в Caspi Bitum.

23,5 млн тонн
реализации собственной нефти

Реализация нефти и конденсата КМГ, тыс. тонн

Активы	2017			2018			2019		
	Экспорт	Внутренний рынок	Всего	Экспорт	Внутренний рынок	Всего	Экспорт	Внутренний рынок	Всего
Операционные активы ¹	9 727	6 169	15 896	8 773	6 980	15 752	8 472	7 120	15 592
В том числе ДЗО ²	5 922	2 687	8 607	5 367	3 303	8 670	5 325	3 453	8 778
Мегапроекты ³	7 525	3	7 529	7 971	12	7 983	7 907	10	7 917
Итого	17 252	6 173	23 424	16 744	6 991	23 735	16 379	7 130	23 509

¹. АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбаунайгаз», АО «Каражанбасмунай», ТОО «СП «Казгермунай», АО «ПетроКазахстан Инк.», ТОО «Казахтуркмунай», ТОО «Казахойл Актобе», АО «Мангистаумунайгаз».

². АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Казахтуркмунай».

³. «КМГ Кашаган Б. В.», «КМГ Карачаганак», ТОО «Тенгизшевройл».

ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ

В структуре активов КМГ переработку жидкого углеводородного сырья (УВС), преимущественно нефти, осуществляют четыре нефтеперерабатывающих завода в Казахстане и два – в Румынии.

Нефтеперерабатывающие заводы КМГ

Показатель	В Казахстане			В Румынии		
	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Caspi Bitum	Петромидия	Вега
Местоположение	Атырау	Павлодар	Шымкент	Актау	Нэводарь	Плойешть
Год ввода в эксплуатацию	1945	1978	1985	2013	1979	1905
Проектная мощность переработки, млн тонн	5,5	6,0	6,0	1,0	6,0 ¹	0,5
Объем переработки УВС в 2019 году, млн тонн	5,4	5,3	5,4	0,89	6,33 ²	0,44
Загрузка в 2019 году, %	98	88	90	89	97,5 ³	132
Доля владения КМГ, %	99,53	100	49,72	50	54,63	54,63
Индекс Нельсона	13,9	10,5	8,2	–	10,5	–
Выход светлых нефтепродуктов в 2019 году, %	59	69	76	–	86,01	–
Совладельцы НПЗ	–	–	CNPC	CITIC	Правительство Румынии	Правительство Румынии

Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) был построен в 1945 году. Строительство Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ) последовало в 70-е годы. Шымкентский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», ПКОП) был введен в эксплуатацию в середине 80-х. Завод Caspi Bitum начал работу в 2013 году в рамках развития современной нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан. В 2007 году приобретена компания Rompetrol Group, в которую входят крупнейший в Румынии НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» (единственный производитель экстракционной нефти в Центральной и Восточной Европе). В последующем компания была переименована в KMG International (KMGI).

В целях реализации стратегии в 2019 году были реализованы следующие проекты:

- за счет загрузки новых мощностей, полученных в результате модернизации трех нефтеперерабатывающих заводов (АНПЗ, ПНХЗ и ПКОП) удалось полностью покрыть потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах. Потенциал переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах был увеличен до 18,5 млн тонн в год, глубина переработки увеличена на 10%, до уровня 90%. Внутренние потребители Республики Казахстан обеспечены собственными горюче-смазочными материалами (экологических классов K4 и K5) в полном объеме. 37 тыс. тонн бензина направлено на экспорт;

- на ПНХЗ ведется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) по проекту «Ертыс», который направлен на выработку зимних сортов дизтоплива с температурой помутнения –32 °С и ниже; увеличен выпуск нефтехимической продукции (бензол и параксиллол) до 145 тонн (445%) на АНПЗ;
- достигнут рекордный объем производства битума на предприятии Caspi Bitum – 369 тыс. тонн, что позволило полностью обеспечить внутренний рынок.

23,76 млн тонн
общий объем переработки УВС

¹ Проектная мощность включает переработку нефти в размере 5 млн тонн в год и прочего УВС в размере 1 млн тонн в год.

² 6,33 млн тонн – общий объем переработки, который включает объем переработки сырой нефти (5,43 млн тонн), прочего и альтернативного сырья (0,9 млн тонн).

³ Загрузка НПЗ «Петромидия» – 97,5 по методу Соломона (Solomon Associates).

ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА

Казахстанские нефтеперерабатывающие заводы оказывают только услуги по переработке нефти по установленным тарифам, не закупают нефть для переработки и не продают полученные нефтепродукты. Поставщики нефти реализуют готовые нефтепродукты самостоятельно. Нефтеперерабатывающие заводы фокусируются только на производственных вопросах, в результате чего оптимизируется деятельность по переработке и сокращаются издержки.

Тарифы на услугу по переработке нефти нефтеперерабатывающими заводами Республики Казахстан формируются из фактических операционных затрат на производство и инвестиционной составляющей (капитальные вложения на поддержание текущего уровня производства, займы на модернизацию).

В соответствии с Законом Республики Казахстан от 29 октября 2015 года «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам предпринимательства» с 1 января 2017 года исключено государственное регулирование цен на переработку, что послужило значительному упрощению процесса согласования изменений тарифов на переработку нефти. Сейчас новую ставку тарифа согласовывает Министерство энергетики Республики Казахстан. В 2019 году были утверждены следующие тарифы:

- Тариф за переработку одной тонны нефти на ПКОВ был пересмотрен дважды: с 1 июля с 22 500 тенге без НДС до 24 750 тенге без НДС, и с 1 октября до 28 059 тенге без НДС.
- 3 декабря 2019 года вице-министр энергетики Республики Казахстан А. М. Магауов утвердил тариф на переработку нефти ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» в размере 20 904 тенге без НДС с 1 января 2020 года.

Средневзвешенные тарифы на переработку 1 тонны давальческого сырья и соответствующих затрат, тенге за тонну

Завод	2017	2018	2019
АНПЗ	23 370	33 810	37 436
ПНХЗ	15 429	17 250	19 805
ПКОВ	12 809	19 579	24 485
Caspi Bitum	16 667	18 008	18 010

В тариф закладывается сумма покрывающая операционные расходы, капитальные вложения и инвестиционные расходы. Инвестиционные расходы используются для погашения займов (основного долга и процентов), привлеченных для финансирования капиталоемкой модернизации НПЗ.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ В КАЗАХСТАНЕ

В 2019 году объем переработки углеводородного сырья (УВС) на нефтеперерабатывающих заводах в Казахстане на долю КМГ составил 13 822 тыс. тонн, или 288 тыс. барр. в сутки. В 2019 году было переработано на 438 тыс. тонн, или на 3,3% больше, чем с 2018 году, что преимущественно связано с увеличением объемов ПКОП на 335 тыс. тонн, или 14,1%, за счет увеличения мощности завода в результате проведенной модернизации.

13 822 тыс. тонн
объем переработки углеводородного сырья (УВС)

Объемы переработки углеводородного сырья на долю КМГ, тыс. тонн

Завод	2017	2018	2019
АНПЗ	4 724	5 268	5 388
ПНХЗ	4 747	5 340	5 290
ПКОП (50%)	2 343	2 366	2 701
Caspri Bitum (50%)	359	409	443
Итого на долю КМГ	12 173	13 384	13 822

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ

В 2019 году объем производства нефтепродуктов на долю КМГ составил 12 513 тыс. тонн готовой продукции, что на 361 тыс. тонн (на 3%) больше показателя 2018 года вследствие увеличения мощности переработки на Шымкентском НПЗ (ПКОП) после завершения его модернизации. В 2019 году доля выхода светлых нефтепродуктов составила 64% в сравнении с 61% за 2018 год. В 2019 году КМГ полностью покрыл потребности внутреннего рынка

Республики Казахстан в светлых нефтепродуктах. Важным фактором изменения на трех крупнейших нефтеперерабатывающих заводах Казахстана явилось увеличение объемов выхода светлых нефтепродуктов, что повысило стоимость продуктовой корзины переработки углеводородного сырья. Данные изменения произошли благодаря модернизации казахстанских нефтеперерабатывающих заводов.

Объемы производства нефтепродуктов на долю КМГ, тыс. тонн

Нефтепродукты	2017	2018	2019
АНПЗ	4 481 (100%)	4 742 (100%)	4 852 (100%)
Светлые ¹	2 020 (45%)	2 691 (57%)	2 850 (59%)
Темные ²	2 236 (50%)	1 589 (34%)	1 580 (33%)
Нефтехимия ³	8 (0,2%)	32 (0,7%)	145 (3%)
Прочие	217 (4,8%)	430 (9%)	277 (6%)
ПНХЗ	4 262 (100%)	4 855 (100%)	4 746 (100%)
Светлые	2 695 (63%)	3 243 (67%)	3 271 (69%)
Темные	973 (23%)	1 007 (21%)	898 (19%)
Прочие	594 (14%)	605 (12%)	576 (12%)
ПКОП (50%)	2 195 (100%)	2 151 (100%)	2 476 (100%)
Светлые	1 258 (57%)	1 422 (66%)	1 881 (76%)
Темные	887 (40%)	644 (30%)	447 (18%)
Прочие	49 (2%)	85 (4%)	148 (6%)
Caspri Bitum (50%)	353 (100%)	405 (100%)	438 (100%)
ИТОГО	11 291	12 152	12 513

¹. Бензин, дизельное топливо и авиатопливо.

². Мазут, вакуумный газойль и битум.

³. Бензол и параксилон.

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ СОБСТВЕННОЙ НЕФТИ КМГ

Операционные активы КМГ АО «Озенмунайгаз» (ОМГ), АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) и ТОО «Казахтуркмунай» (КТМ) поставляют нефть на АНПЗ и ПНХЗ, где нефть перерабатывается в нефтепродукты и далее реализуется оптом на внутренний рынок и на экспорт.

В 2019 году ОМГ, ЭМГ и КТМ поставили 3 453 тыс. тонн нефти для переработки, из которых 2 322 тыс. тонн на АНПЗ и 1 131 тыс. тонн на ПНХЗ. Оба нефтеперерабатывающих завода выработали 3 114 тыс. тонн нефтепродуктов: 1 892 тыс. тонн светлых, 878 тыс. тонн темных, 63 тыс. тонн нефтехимии и 281 тыс. тонн прочих нефтепродуктов.

Выработка нефтепродуктов из собственной нефти на НПЗ в 2019 году, тыс. тонн

Нефтепродукты	АНПЗ	ПНХЗ	Всего	Средние оптовые цены на нефтепродукты за 12 месяцев 2019 года, тенге за тонну
Светлые	1 207	685	1 892	160 851
Темные	686	192	878	105 131
Нефтехимия	63	0	63	224 851
Прочие	119	162	281	38 341
Всего	2 074	1 039	3 114	137 001

После переработки нефти, приобретенной у ОМГ, ЭМГ и КТМ, выработанные нефтепродукты реализуются КМГ оптом с АНПЗ и ПНХЗ. В 2019 году было реализовано 3 136 тыс. тонн нефтепродуктов, среди которых основную часть составили бензины, дизельное топливо и мазут (80%).

Большая часть нефтепродуктов была реализована на внутреннем рынке (2 333 тыс. из 3 136 тыс. тонн), а оставшаяся часть была экспортирована (804 тыс. из 3 136 тыс. тонн). В сравнении с 2018 годом соотношение поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и на экспорт существенно не изменилось.

На внутреннем рынке 1 331 тыс. тонн бензина и дизельного топлива были отгружены для розничной сети АЗС ТОО «КМГ Өнімдері» и ТОО «Petro Retail», 205 тыс. тонн дизельного топлива для сельхозтоваропроизводителей, 51 тыс. тонн мазута для отопления социально-производственных объектов и учреждений, 120 тыс. тонн бензина, дизельного топлива и авиатоплива и 41 тыс. тонн мазута поставлены в ТОО «КМГ Аэро» для обеспечения потребностей в рамках Единого оператора по поставкам светлых нефтепродуктов и мазута для силовых органов, аэропортов и коммерческой авиации, 585 тыс. тонн нефтепродуктов сторонним организациям.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ В РУМЫНИИ

В 2007 году приобретена компания Rompetrol Group, в которую входят крупнейший в Румынии НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» (единственный производитель экстракционной нефти в Центральной и Восточной Европе). В последующем компания переименована в KMG International (KMG, КМГИ).

Основной деятельностью КМГИ является переработка углеводородного сырья и оптовая и розничная реализация нефтепродуктов. Первичной переработкой сырья занимается собственный нефтеперерабатывающий завод КМГИ – «Петромидия», а вторичной переработкой – НПЗ «Вега». Заводы «Петромидия» и «Вега» работают по схеме, когда завод покупает себе на баланс углеводородное сырье, перерабатывает его, а затем реализует оптом или в розницу через свою розничную сеть АЗС.

КМГИ также принадлежит крупный нефтехимический комплекс по производству полипропилена и полиэтилена высокой и низкой плотности (LDPE и HDPE). Помимо перечисленного ДЗО КМГИ – «КМГ Трейдинг АГ» занимается трейдингом сырой нефти и нефтепродуктов, произведенных на нефтеперерабатывающих заводах КМГИ, а также произведенных третьими сторонами.

Объем переработки углеводородного и прочего сырья на нефтеперерабатывающих заводах в Румынии в 2019 году составил 6 767 тыс. тонн на долю КМГ, или 17,3 тыс. тонн в сутки.

Объемы переработки углеводородного сырья показали рост в размере 436 тыс. тонн, или 6,9%, в сравнении с 2018 годом, что преимущество связано с улучшением диеты (смеси) сырья для переработки и поддержания на рекордном уровне среднесуточной нормы переработки на НПЗ «Петромидия».

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ УВС НА ДОЛЮ КМГ, ТЫС. ТОНН



ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ

В 2019 году объем производства нефтепродуктов составил 6 614 тыс. тонн готовой продукции, что превысило показатель 2018 года на 429 тыс. тонн (на 6,9%), вследствие улучшения диеты (смеси) сырья для переработки на НПЗ «Петромидия» и увеличения спроса на рынке.

ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ДОЛЮ КМГ, ТЫС. ТОНН



В 2019 году маржа переработки НПЗ «Петромидия», рассчитанная как разница между котировками на сырую нефть сорта Urals и котировками на произведенные нефтепродукты (бензин, дизель, нафту, сжиженный газ, авиатопливо, мазут, пропилен, серу и нефтяной кокс) составила 4,2 долл. США за баррель, что на 2 долл. США за баррель ниже показателя 2018 года (в результате снижения котировок нефти на международном рынке).

Маржа переработки НПЗ «Петромидия»

Единица измерения	2017	2018	2019
долл. США за тонну	48,8	47,4	31,7
долл. США за баррель ¹	6,4	6,2	4,2

В рамках трейдинговых операций КМГИ в 2019 году объемы сырой нефти на перепродажу составили 10 911 тыс. тонн.

СЫРАЯ НЕФТЬ НА ПЕРЕПРОДАЖУ, ТЫС. ТОНН



РОЗНИЧНАЯ СЕТЬ КМГИ

На конец 2019 года розничную сеть КМГИ представляют 271 АЗС и 693 пункта продаж в Румынии и 244 АЗС и пунктов продаж за рубежом.

- Румыния: 271 АЗС и 693 пункта продаж (DOEX, RBI и Cuves). Доля розничного рынка составляет 16%.
- Страны ближнего зарубежья: 244 АЗС и пунктов продаж, в том числе в Болгарии – 56 (доля розничного рынка – 3%), Грузии – 101 (19,5%), Молдове – 87 DOCO АЗС (24%).

Розничная реализация (ритейл и трейдинг) нефтепродуктов КМГИ составила 3 450 тыс. тонн, что на 5,5% больше предыдущего года. Рост обусловлен увеличением реализации дизеля на 13%, бензина на 11% и авиатоплива на 19%.

СЕРВИСНЫЕ ПРОЕКТЫ

Исполняя программу оптимизации нефтесервисных компаний КМГ учитывают свою ведущую роль в сохранении социальной стабильности в регионах присутствия. Поэтому они несут дополнительные издержки, сохраняя численность работников вне зависимости от текущей производственной необходимости и реализуя все обязательства в рамках коллективного договора: выплаты, медицинское страхование и расходы на повышение квалификации. Число сотрудников сокращается благодаря естественной убыли.

СЕРВИСНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Сервисную деятельность КМГ обеспечивают 14 основных компаний.

Направления сервисной деятельности

- Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Подземный и капитальный ремонт скважин;
- Перевозка грузов и пассажиров, транспортно-технологическое обслуживание месторождений;
- Техническое обслуживание, ремонт, наладка и испытание электроустановок и средств катодной защиты, пусконаладочные работы и текущий ремонт электрооборудования;
- Эксплуатация наземных и морских буровых установок, проектирование добычи нефти и газа, услуги по бурению.
- Переработка природного газа;
- Техническое обслуживание средств измерений, систем автоматики и телемеханики, предоставление услуг телекоммуникации, радиосвязи и кабельного и спутникового телевидения на нефтепромыслах; проверка и ремонт средств измерений; техническое обслуживание охранной сигнализации. Обслуживание GPS-мониторинга транспорта;
- Строительство стальных и стеклопластиковых трубопроводов для транспортировки нефти, строительство газопроводов и обустройство нефтяных и нагнетательных скважин. Реконструкция нефтепроводов, водоводов и автодороги;
- Добыча и транспортировка питьевой воды, обеспечение транспортировки морской воды;
- Организация питания и обслуживание социальных объектов и пр.

¹. Использован коэффициент 7,6 для конвертации тонны в баррели.

ПРОЕКТЫ РАЗВИТИЯ

В рамках социально-экономического развития г. Жанаозен Мангистауской области КМГ осуществляет реализацию проекта по **строительству нового газоперерабатывающего завода** (ГПЗ) в г. Жанаозен.

Подписан меморандум о взаимопонимании между АО «КазМунайГаз» и немецкой транснациональной химической компанией Linde Aktiengesellschaft (Linde AG), направленный на сотрудничество между компаниями в сфере производства, трансфера технологий, подготовки кадров и обмена опытом по утилизации и переработке природного и попутного нефтяного газа на территории Республики Казахстан. В рамках данного меморандума стороны обсуждают возможность сотрудничества по строительству ГПЗ в г. Жанаозен. Ведутся работы по разработке пред-ТЭО, согласованию параметров и условий совместной деятельности.

ТОО «Мунайтелеком» начало производство, реализацию и монтаж низковольтных шкафов автоматики и ультразвуковых расходомеров жидкости высокого давления. ТОО «Мунайтелеком» организовало для Группы компаний КМГ производственное обучение с помощью VR-технологий. Также ведутся работы по объединению компаний Мангистауской области в единую сеть для безопасного обмена данными. Получен индустриальный сертификат на деятельность.

ТОО «Oil Services Company» в пилотном режиме реализует проект «Бережливое производство». Его цель – повысить финансовую устойчивость компании и обеспечить благоприятными и высокопроизводительными условиями труда. Компания ведет работу по внедрению планшетов и программного обеспечения WellReport, что позволит создать единую базу данных скважин, автоматизировать суточные рапорты, осуществить сбор и хранение данных по работам бригад бурения, КРС и ПРС. Кроме того, компания обновляет и модернизирует подъемные агрегаты и буровые установки, что позволяет обеспечить беспереывное и безопасное производство работ по бурению и ремонту скважин.

ТОО «Oil Construction Company» зарегистрировалась в АЛАШ – базе поставщиков для нефтегазовых компаний-операторов в Казахстане («Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.», «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (NOC)). Это позволит расширить географию производимых работ. Также в компании внедрено проектное управление и планируется внедрить cost-controlling, ведется работа по расширению производственной деятельности в строительстве новых резервуаров.

В целях обеспечения надежности электроснабжения и безопасности эксплуатации электроустановок нефтепромысловых объектов **ТОО «Мангистауэнергомунай»** внедрило систему диспетчерского и технологического управления (СДТУ) и автоматизированную систему технического учета электроэнергии (АСТУЭ) на месторождениях Каламкас и Жетыбай, обеспечивает бесперебойную работу по эксплуатации современной газотурбинной электростанции (ГТЭС) на месторождении Каламкас, оборудованной уникальной инновационной технологией. Также ведется работа по производству асинхронных электродвигателей до 10 кВт и осуществлению деятельности энергоаудита с последующим оказанием энергосервисных услуг.

Между KMG Drilling & Services и Caspian Drilling Company был подписан договор доверительного управления о передаче СПБУ «Сэтти» компании Caspian Drilling Company для модификации и дальнейшей эксплуатации на проектах недропользования в Азербайджанском секторе Каспийского моря. Ведутся работы по модификации, начало операционной деятельности запланировано до конца 2020 года.

В модифицированной СПБУ «Сэтти» будет увеличена грузоподъемность буровой вышки, установлено дополнительное оборудование, увеличена вместимость жилого блока, что позволит осуществлять безопасное и эффективное бурение скважин глубиной свыше 6 тыс. м, а также повысит конкурентоспособность СПБУ «Сэтти» на рынке буровых услуг в Каспийском море и позволит участвовать на многих морских проектах Азербайджана, Туркмении и Казахстана.

ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» (ТОО «УТТиОС») подписало новый контракт с TOTAL на оказание услуг на месторождении Дунга по ремонту скважин на три года, с возможностью продления до двух лет.

ТОО «ТенизСервис» в полном объеме завершены строительно-монтажные работы и осуществлен ввод в эксплуатацию финальной стадии объектов проекта «Маршрут транспортировки грузов», предназначенных для приема, перевалки и транспортировки грузов для Проекта будущего расширения Тенгизского месторождения. За период 2018–2019 годов перевалено 322 единицы крупногабаритного груза общим весом порядка 182 тыс. тонн.

ФИНАНСОВЫЙ ОБЗОР



Карабаев Даурен Сапаралиевич
Заместитель председателя Правления –
финансовый директор КМГ

КРЕДИТНЫЕ РЕЙТИНГИ КМГ

В 2018–2019 гг. улучшение финансовых показателей КМГ транслировалось в более высокие оценки характеристик собственной кредитоспособности компании (stand-alone credit profile – SACP), от Fitch, Moody's и S&P.

- В ноябре 2018 года международное рейтинговое агентство S&P Global Ratings повысило рейтинг КМГ с «BB-/kzA» до «BB/kzA+», прогноз «стабильный». Как следствие повышен рейтинг собственной кредитоспособности компании (stand-alone credit profile) с «b» до «b+»;
- 28 марта 2019 года международное рейтинговое агентство Fitch подтвердило рейтинг КМГ на уровне «BBB-/Прогноз стабильный», отметив при этом повышение отдельного рейтинга (stand-alone credit profile) с «b» до «bb-»;
- 22 августа 2019 года международное рейтинговое агентство Moody's повысило рейтинг кредитоспособности КМГ на самостоятельной основе без учета поддержки со стороны правительства Казахстана с «Ba3» до «Ba2». Долгосрочный рейтинг КМГ подтверждён на уровне «Baa3» с пересмотром прогноза с «стабильный» на «позитивный»;
- 27 марта 2020 года международное рейтинговое агентство S&P подтвердило текущий «BB» рейтинг и понизило прогнозы по КМГ на «негативный» в связи со снижением цен на нефть;
- 27 марта 2020 года международное рейтинговое агентство Fitch подтвердило рейтинг на уровне «BBB-», прогноз «Стабильный».

Moody's	S&P	Fitch
Baa3	BB	BBB-
позитивный	негативный	стабильный

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПО МСФО¹

	Ед. изм.	2019	2018	%
Нефть, Brent Dated	\$/барр.	64,21	71,31	-10,0%
Средний курс	тенге/долл. США	382,87	345,04	11,0%
Выручка	млрд тенге	6 859	6 989	-1,9%
	млн долл. США	17 915	20 255	-11,6%
Доля в прибыли совместно-контролируемых предприятий и ассоциированных компаний	млрд тенге	828	697	18,7%
	млн долл. США	2 163	2 021	7,0%
Чистая прибыль	млрд тенге	1 158	694	67,0%
	млн долл. США	3 026	2 010	50,5%
EBITDA ²	млрд тенге	1 963	1 707	15,0%
	млн долл. США	5 126	4 947	3,6%
Свободный денежный поток ³	млрд тенге	592	416	42,4%
	млн долл. США	1 537	1 206	27,5%
Чистый долг	млрд тенге	2 361	2 175	8,6%
	млн долл. США	6 171	5 661	9,0%



Более подробная информация в разделе «Финансовая отчетность»

Несмотря на продолжающуюся рыночную и геополитическую нестабильность, 2019 год был устойчивым для Компании. В 2019 году мы значительно улучшили свои финансовые показатели, перевыполнили определенный производственный план и исполнили ряд стратегических задач, поставленных Акционером и Правительством РК.

В рамках стратегии развития в течение последних нескольких лет КМГ провел значительную работу в управлении долговыми обязательствами, в частности, сгладил график погашения внешних долгов в результате

рефинансирования краткосрочных облигаций в долгосрочные, выровнял ковенанты в документах по выпуску Еврооблигаций, планомерно сократил уровень долга, и рефинансировал некоторые заимствования с долларов США в тенге, в целях частичной минимизации валютных рисков. В 2019 году КМГ принял все необходимые меры для ускоренного исполнения обязательств в рамках авансирования нефти и сжиженного углеводородного газа ТШО в приоритетном порядке.

¹ Суммы указаны в долл. США для удобства по среднему обменному курсу за соответствующий период (средние курсы за 2019 и 2018 гг. составляют 382,87 и 345,04 тенге/долл. США, соответственно; курсы на конец периода – на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. составляют 382,59 и 384,20 тенге/долл. США, соответственно).

² Начиная с 2019 года, Компания пересмотрела подход для расчета Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (EBITDA), исключив из расчета Финансовых доход. В отчетах КМГ за 2019 год, и за последующие периоды, Компания рассчитывает EBITDA согласно следующей методологии: Доходы от реализованной продукции и оказанных услуг + Доля в прибыли в СП и ассоциированных компаний, нетто — Себестоимость покупных нефти, газа, нефтепродуктов и затраты на переработку сырой нефти — Общие и административные расходы — Расходы по транспортировке и реализации — Операционные налоги. Показатели за прошлые периоды были пересчитаны соответственно.

³ Свободный денежный поток рассчитывается как разница между операционным денежным потоком (за вычетом чистого движения предоплат по договору поставки нефти ТШО) и капитальными затратами + поступления по «Казахстанскому Векселю». Показатели за прошлые периоды были пересчитаны соответственно.

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

млн тенге	2019 г.	2018 г.	Отклонение	%
Выручка и прочие доходы				
Выручка	6 858 856	6 988 964	(130 108)	-1,9%
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	827 979	697 326	130 653	18,7%
Финансовый доход	240 880	161 027	79 853	49,6%
Доход от выбытия дочерних компаний	17 481	18 359	(878)	-4,8%
Прочий операционный доход	24 936	23 035	1 901	8,3%
Итого выручка и прочие доходы	7 970 132	7 888 711	81 421	1,0%
Итого выручка и прочие доходы, млн долл. США	20 817	22 863	(2 046)	-8,9%
Расходы и затраты				
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(3 913 744)	(4 312 958)	399 214	-9,3%
Производственные расходы	(721 693)	(604 475)	(117 218)	19,4%
Налоги кроме подоходного налога	(454 295)	(477 732)	23 437	-4,9%
Износ, истощение и амортизация	(337 424)	(285 186)	(52 238)	18,3%
Расходы по транспортировке и реализации	(420 402)	(370 777)	(49 625)	13,4%
Общие и административные расходы	(213 967)	(213 485)	(482)	0,2%
Обесценение основных средств и нематериальных активов, и активов по разведке и оценке	(207 819)	(165 522)	(42 297)	25,6%
Прочие расходы	(7 203)	(23 283)	16 080	-69,1%
Финансовые затраты	(317 433)	(427 655)	110 222	-25,8%
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	8 479	(38 320)	46 799	-122,1%
Итого расходы и затраты	(6 585 501)	(6 919 393)	333 892	-4,8%
Итого расходы и затраты, млн долл. США	(17 201)	(20 054)	2 853	-14,2%
Прибыль до учёта подоходного налога	1 384 631	969 318	415 313	42,8%
Расходы по подоходному налогу	(226 180)	(279 260)	53 080	-19,0%
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	1 158 451	690 058	468 393	67,9%
Прекращенная деятельность				
Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	6	3 453	(3 447)	-99,8%
Прибыль за год	1 158 457	693 511	464 946	67,0%
Прибыль за год, млн долл. США	3 026	2 010	1 016	50,5%

ВЫРУЧКА И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ

Наша выручка от реализации в 2019 году составила 6 859 млрд тенге (17 915 млн долл. США) и снизилась на 1,9% по сравнению с 2018 годом. Основное отрицательное влияние на динамику выручки оказали снижение средней цены марки Brent на 10,0%, уменьшение объемов трейдинга нефти KMG International (KMG I), что было частично компенсировано увеличением объемов реализации газа в Китай и ослаблением среднего обменного курса тенге к доллару США на 11,0%. Выручка KMG I от реализации нефти за 2019 год составила 1 567 млрд тенге (4 092 млн долл. США), что на 13,2% ниже показателя 2018 года. Выручка от реализации казахстанского газа на экспорт увеличилась на 22,9% до 674 млрд тенге (1 761 млн долл. США).

Доля КМГ в чистой прибыли ассоциированных компаний и совместных предприятий за 2019 год составила 828 млрд тенге (2 163 млн долл. США), увеличившись на 18,7%

по сравнению с 2018 годом. Основное влияние на увеличение оказало полное восстановление накопленных непризнанных убытков ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)¹ в сумме 168 млрд тенге (439 млн долл. США).

Финансовые доходы за 2019 год составили 241 млрд тенге (629 млн долл. США), увеличившись на 49,6% по сравнению с 2018 годом. Основное увеличение обусловлено списанием займа от партнеров проекта «Жемчужина» на общую сумму 111 млрд тенге (около 290 млн долл. США), в результате добровольного отказа от контрактной территории в соответствии с СРП «Жемчужина».

СЕБЕСТОИМОСТЬ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

Себестоимость покупных нефти, газа, нефтепродуктов для дальнейшей реализации и затраты на переработку сырой нефти в отчетном периоде уменьшились на 9,3% в сравнении с 2018 годом и составили 3 914 млрд тенге (10 222 млн долл. США). Уменьшение связано со снижением затрат на приобретение сырой нефти и уменьшением средней цены на нефть марки Brent, что частично компенсировано ростом затрат на приобретаемый газ и ослаблением тенге к доллару США. Сумма затрат на закуп нефти снизилась на 6,1% до 2 448 млрд тенге (6 395 млн долл. США). Затраты АО «КазТрансГаз» (КТГ) на закуп газа увеличились на 53,3% до 473 млрд тенге (1 235 млн долл. США).

Производственные расходы за 2019 год составили 722 млрд тенге (1 885 млн долл. США), увеличившись на 19,4% в связи с ростом расходов по оплате труда, ремонту и содержанию, и расходам по аренде. Расходы по оплате труда производственного персонала в 2019 году составили 338 млрд тенге (883 млн долл. США), увеличившись на 15,9% в сравнении с 2018 годом в основном в результате индексации заработных плат на приблизительно 7% на операционных добычных активах и в КТГ. Затраты на ремонт и содержание в 2019 году составили 129 млрд тенге (338 млн долл. США), что на 31,5% больше по сравнению с 2018 годом, что обусловлено увеличением объемов работ по капитальному ремонту скважин на АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», проведением плановых ремонтных работ на мега проекте Карачаганак,

и проведением ремонта технологического оборудования на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ). Увеличение расходов по аренде связано с привлечением сторонних судовладельцев для оказания услуг по транспортировке нефти в рамках соглашения о поставках и перевозках нефти между Казморттрансфлот (КМТФ), КМГ и KMG I.

Расходы по транспортировке и реализации за 2019 год составили 420 млрд тенге (1 098 млн долл. США), увеличившись на 13,4% в результате роста объемов реализации газа в Китай.

Общие и административные расходы за 2019 год составили 214 млрд тенге (559 млн долл. США), приблизительно на уровне 2018 года. В 2019 году КМГ начислила резерв на сумму 34 млрд тенге (90 млн долл. США), связанный с судебным разбирательством между ТОО KMG Drilling and Services и Консорциуму (TOO Ersai Caspian Contractor, Caspian Offshore and Marine Construction) по строительству самоподъемной плавучей буровой установки.

Финансовые расходы за 2019 год составили 317 млрд тенге (829 млн долл. США), что на 25,8% меньше по сравнению с 2018 годом. Уменьшение связано с признанием вознаграждения за досрочное погашение Еврооблигаций в 2018 году.



Более подробная информация в разделе «Финансовая отчетность»

¹ АГП является паритетным совместным предприятием АО «КазТрансГаз» (100% дочерняя организация КМГ) и Trans-Asia Gas Pipeline Company Ltd. (акционер – компания CNODC, дочернее предприятие CNPC).

ПРИБЫЛЬ

Чистая прибыль Компании в отчетном периоде выросла на 67,0% в сравнении с 2018 годом и составила 1 158 млрд тенге (3 026 млн долл. США). Положительное влияние на динамику чистой прибыли оказало восстановление

накопленных непризнанных убытков АГП, увеличение объемов реализации газа в Китай, увеличение финансовых доходов и уменьшение финансовых расходов в 2019 году.

Структура EBITDA

	Ед. изм.	2019	2018	%
Разведка и Добыча	млрд тенге	963	1 000	-4%
	млн долл. США	2 515	2 900	-13%
	% от EBITDA ¹	49%	59%	-10 п.п.
Транспортировка нефти	млрд тенге	219	184	19%
	млн долл. США	572	533	7%
	% от EBITDA	11%	11%	0 п.п.
Реализация и транспортировка газа (КТГ)	млрд тенге	458	299	53%
	млн долл. США	1 196	866	38%
	% от EBITDA	23%	17%	6 п.п.
Переработка	млрд тенге	189	181	4%
	млн долл. США	494	525	-6%
	% от EBITDA	10%	11%	-1 п.п.
KMG International	млрд тенге	81	71	14%
	млн долл. США	213	206	3%
	% от EBITDA	4%	4%	0 п.п.
Трейдинг	млрд тенге	-2	3	-167%
	млн долл. США	-7	7	-200%
	% от EBITDA	0%	0%	0 п.п.
Корпоративный центр (трейдинг)	млрд тенге	78	31	152%
	млн долл. США	206	90	129%
	% от EBITDA	4%	2%	2 п.п.
Корпоративный центр (адм.)	млрд тенге	-36	-24	50%
	млн долл. США	-95	-70	36%
	% от EBITDA	-2%	-2%	0 п.п.
Прочее ²	млрд тенге	13	-38	-134%
	млн долл. США	32	-119	-127%
	% от EBITDA	0%	-2%	2 п.п.
EBITDA	млрд тенге	1 963	1 707	15%
	млн долл. США	5 126	4 947	4%

¹. От EBITDA в тенге.

². Включает сумму элиминаций, которые представляют собой исключения внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно должны быть по рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

Мы анализируем сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по выручке и чистой прибыли.

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки.

Деятельность КМГ охватывает следующие операционные сегменты: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, реализация и транспортировка газа, переработка, KMG International, Реализация сырой нефти и нефтепродуктов от третьих сторон, деятельность корпоративного центра НК КМГ, и прочее (нефтесервисные и прочие несущественные организации). КМГ выделяет деятельность корпоративного центра, т.к. НК КМГ выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность (переработка сырой нефти на АНПЗ и ПНХЗ с дальнейшей реализацией полученных нефтепродуктов на внутренний и на экспортный рынки).

Ключевыми факторами, которые повлияли на изменения в EBITDA по сегментам в течение 2019 года являются:

- снижение EBITDA в сегменте Разведка и добыча нефти и газа на 385 млн долл. США, в связи с уменьшением долевого дохода от совместных предприятий и ассоциированных компаний, которое обусловлено снижением цены на Брент в 2019 году по сравнению с 2018 годом;
- сегмент Транспортировки нефти оставался довольно стабильным в течение года;
- EBITDA сегмента Реализация и транспортировка газа увеличилась на 330 млн долл. США в результате полного восстановления накопленных непризнанных убытков ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП);
- снижение EBITDA сегмента Переработка в основном обусловлено ослаблением обменного курса тенге к долл. США;
- EBITDA от трейдинговых операций корпоративного центра выросли на 116 млн долл. США в результате перехода деятельности по процессингу нефти ОМГ и ЭМГ от РД КМГ к КМГ после делистинга РД КМГ в 2018 году. РД КМГ передала свою деятельность по переработке сырой нефти на АНПЗ и ПНХЗ и дальнейшей реализацией полученных нефтепродуктов на внутренний и на экспортный рынки. Кроме того, KMG Onimderi прекратила свою деятельность во 2 квартале 2019 года, поэтому в настоящее время НК КМГ объединяет оптовые и розничные продажи.

на 15%
вырос показатель EBITDA

ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В следующей таблице представлены наши консолидированные денежные потоки за 2018 и 2019 годы.

млн тенге	2019 г.	2018 г.	Отклонение	%
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности	123 801	629 161	(505 360)	-80,3%
Скорректированные Денежные потоки, полученные от операционной деятельности	988 251	801 113	187 138	23,4%
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности	(319 562)	991 081	(1 310 643)	-132,2%
Чистое движение денежных средств, (использованных) / полученных от финансовой деятельности	(270 371)	(1 520 368)	1 249 997	-82,2%
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	(14 985)	179 467	(194 452)	-108,3%
Изменение в резерве ожидаемых кредитных убытков	(279)	(98)	(181)	184,7%
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	(481 396)	279 243	(760 639)	-272,4%
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах, млн долл. США	(1 257)	809	(2 067)	-255,4%

на 42,4%
увеличился свободный денежный поток

ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, МЛН ДОЛЛ. США

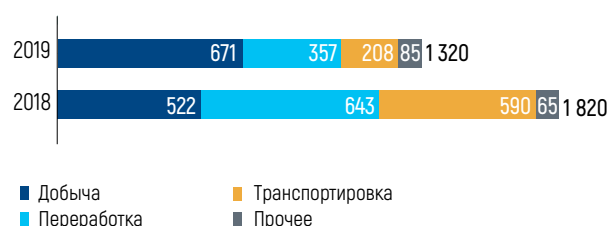


КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Капитальные вложения Компании в 2019 году составили 505 млрд тенге (1 320 млн долл. США), что на 19,5% меньше, чем в 2018 г. Капитальные расходы включают в себя вложение средств в инвестиционные проекты, на поддержание текущего уровня производства и прочие затраты.

Завершен сложный и капиталоемкий проект – модернизация нефтеперерабатывающих заводов, благодаря которому мы полностью обеспечили внутренний рынок собственными нефтепродуктами экологического класса К4, К5 (стандарты Евро-4, Евро-5) и уже экспортируем нефтепродукты на рынки Европы и Центральной Азии. Основной объем инвестиций приходится на сегменты Разведка и добыча – 51%, Транспортировка – 27%, Переработка – 16%, Прочие – 6%.

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, МЛН ДОЛЛ. США

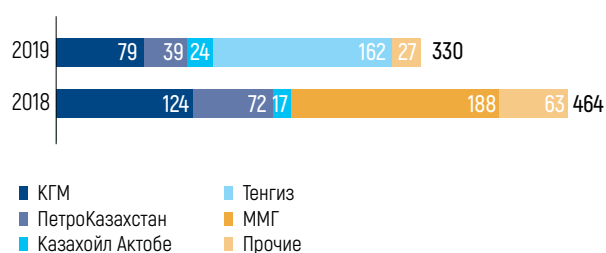


ДИВИДЕНДЫ ПОЛУЧЕННЫЕ

Компания является материнской для Группы и получает дивиденды от своих дочерних компаний, СП и ассоциированных компаний. За 2019 и 2018 гг. Компания получила дивиденды в размере 330 млн долл. США и 464 млн долл. США в 2019 и 2018 годах, соответственно. Основная причина снижения – получение в отчетном периоде 2018 года дивидендов от ТШО и КазРосГаз.

В 2019 г. мы выплатили дивиденды в размере 43 млрд тенге в адрес Фонда, Национальному Банку РК и другим неконтрольным долям участия

ДИВИДЕНДЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ СП И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, МЛН ДОЛЛ. США



ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

млн тенге	2019 г.	2018 г.	Отклонение	%
Активы				
Основные средства	4 484 271	4 515 170	(30 899)	-0,7%
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	5 590 384	4 895 444	694 940	14,2%
Долгосрочные банковские вклады	52 526	52 297	229	0,4%
Прочие долгосрочные активы	1 314 823	1 285 418	29 405	2,3%
Краткосрочные банковские вклады	359 504	386 459	(26 955)	-7,0%
Денежные средства и их эквиваленты	1 064 452	1 539 453	(475 001)	-30,9%
Прочие краткосрочные активы	1 208 351	1 279 279	(70 928)	-5,5%
	14 074 311	13 953 520	120 791	0,9%
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	7 604	61 760	(54 156)	-87,7%
ИТОГО АКТИВЫ	14 081 915	14 015 280	66 635	0,5%
ИТОГО АКТИВЫ, млн долл. США	36 807	36 479	328	0,9%
Капитал и обязательства				
ИТОГО КАПИТАЛ	8 196 656	7 143 069	1 053 587	14,7%
ИТОГО КАПИТАЛ, млн долл. США	21 424	18 592	2 832	15,2%
Долгосрочные займы	3 584 076	3 822 648	(238 572)	-6,2%
Прочие долгосрочные обязательства	862 741	1 241 408	(378 667)	-30,5%
Краткосрочные займы	253 428	330 590	(77 162)	-23,3%
Прочие краткосрочные обязательства	1 185 014	1 472 526	(287 512)	-19,5%
	5 885 259	6 867 172	(981 913)	-14,3%
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	-	5 039	(5 039)	-100,0%
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	5 885 259	6 872 211	(986 952)	-14,4%
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, млн долл. США	15 383	17 887	(2 504)	-14,0%
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	14 081 915	14 015 280	66 635	0,5%
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, млн долл. США	36 807	36 479	328	0,9%

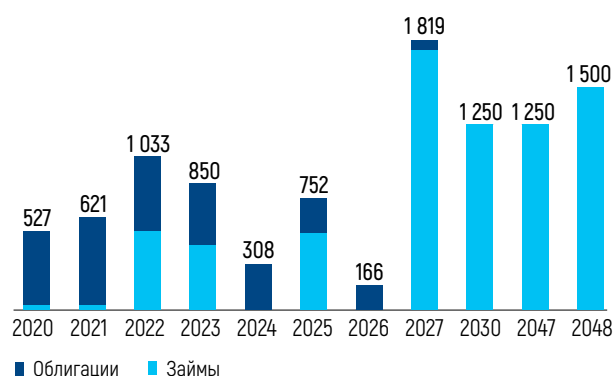
ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Финансовые обязательства Компании складываются из облигаций и займов. Долговой портфель, в основном сформирован в долларах США – валюте основных доходов. Соответственно, достигается эффект «органичного» хеджирования валютного риска без необходимости использования производных финансовых инструментов. В рамках стратегии развития Компания приняла ряд мер по укреплению финансовой устойчивости:

- сгладила график погашения внешних долгов КМГ в результате рефинансирования краткосрочных облигаций в долгосрочные;
- выровняла ковенанты в документации по выпуску Еврооблигаций;
- планомерно сократила уровень долга, в том числе Компания приняла все необходимые меры для ускоренного исполнения обязательств в рамках авансирования нефти и сжиженного углеводородного газа ТШО в приоритетном порядке;

- валюты некоторых заимствований были замещены из долларов США в тенге путем рефинансирования, в целях частичной минимизации валютных рисков.

ПРОФИЛЬ ПОГАШЕНИЯ ДОЛГА (по номиналу), млн долл. США



УПРАВЛЕНИЕ ДОЛГОМ

В 2018 г. Компания успешно разместила семилетние, 12-летние и на 30,5 года выпуски еврооблигаций в рамках управления своим портфелем обязательств. Цель нового выпуска евробондов – рефинансирование предстоящих обязательств и управление структурой долга. Благодаря рефинансированию еврооблигаций на сумму 3,25 млрд долл. США в 2018 году, удалось достигнуть более сбалансированного графика погашения обязательств и изменения ряда ограничительных условий со стороны кредиторов, так называемых ковенантов.

Общий долг на 31 декабря 2019 года снизился на 316 млрд тенге (780 млн долл. США) или 7,6% по сравнению с показателем на 31 декабря 2018 года и составил 3 838 млрд тенге (10 030 млн долл. США). Снижение общего долга среди прочего обусловлено:

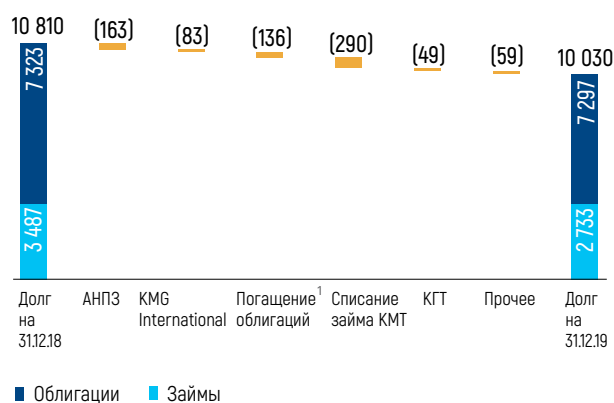
- списанием займа от партнеров проекта «Жемчужина» на общую сумму 111 млрд тенге (290 млн долл. США);
- уменьшением задолженности на уровне АНПЗ в сумме 62 млрд тенге (около 163 млн долл. США);
- в марте 2019 г. КМГ получил согласие держателей еврооблигаций, подлежащих к погашению в 2022, 2023, 2027, 2047 гг. (еврооблигации, выпущенные до 2018 г.) на выравнивание ковенантного пакета с условиями выпуска еврооблигаций 2018 г. и досрочное погашение еврооблигаций на сумму 30,1 млн долл. США (11,6 млрд тенге), подлежавших к погашению в 2044 г.;
- погашением облигаций БРК в сумме 40,5 млрд тенге (около 113 млн долл. США) и уменьшением заимствований КМГ I на сумму 32 млрд тенге (около 83 млн долл. США).

Также в июле 2019 года АНПЗ перевел валюту займа в Банк Развития Казахстана (БРК) на сумму эквивалентную 152 млн долл. США, с «долл. США» на «тенге» в целях управления валютным риском.

- 7,6%

снижение общего долга

ДВИЖЕНИЕ ДОЛГА, МЛН ДОЛЛ. США



Дополнительно, в декабре 2019 г. АНПЗ заключил кредитное соглашение с БРК на сумму эквивалентную 200 млн долл. США. Средства были направлены на финансирование модернизации нефтеперерабатывающего завода на сумму около 87 млн долл. США, а так же планируется частичное рефинансирование валютного долга завода в Эксим Банке Китая в январе 2020 г. на сумму 110 млн долл. США.

30 ноября 2019 г. Компания досрочно выполнила свои контрактные обязательства по погашению аванса в рамках сделки по авансированию нефти и сжиженного углеводородного газа ТШО² от международной трейдинговой компании Vitol и синдиката международных банков. В целом в 2019 г. КМГ снизила долговую нагрузку за счет ускоренного исполнения обязательств в рамках авансирования нефти в сумме 2,25 млрд долл. США (сумма досрочного погашения составила 1,25 млрд долл. США).

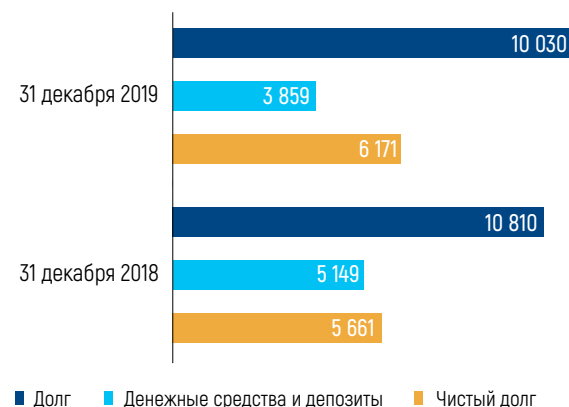
Консолидированные денежные средства и их эквиваленты, в том числе денежные средства в виде депозитов, по состоянию на 31 декабря 2019 года снизились на 25,4% по сравнению с показателем на 31 декабря 2018 года, и составили 1 476 млрд тенге (3 859 млн долл. США). Снижение денежных средств и их эквивалентов обусловлено досрочным исполнением контрактных обязательств в рамках авансирования нефти ТШО в полном размере (досрочное погашение составило 1 250 млрд долл. США).

В результате вышеизложенного, чистый долг КМГ на 31 декабря 2019 года составил 2 361 млрд тенге (6 171 млн долл. США), что на 8,6% выше показателя на 31 декабря 2018 года 2 175 млрд тенге (5 661 млн долл. США).

2,25 млрд долл. США

ускоренное исполнение контрактных обязательств в рамках авансирования нефти ТШО в 2019 г.

ЛИКВИДНОСТЬ, МЛН ДОЛЛ. США



^{1.} Суммы указаны в долл. США для удобства по среднему обменному курсу за соответствующий период (средний курс за 2019 год составляет 382,87 тенге/долл. США).

^{2.} В 2016 году Компания заключила долгосрочный договор на поставку сырой нефти и сжиженного газа ТШО. Согласно условиям договора, Компания поставит в период с момента заключения договора по июнь и август 2021 года минимальный объем нефти и сжиженного газа приблизительно равные 38 млн тонн и 1 млн тонн, соответственно.



УПРАВЛЕНИЕ АСПЕКТАМИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Компания разделяет принципы устойчивого развития и прикладывает усилия для внедрения этого подхода на всех этапах создания стоимости. КМГ стремится соответствовать высочайшим стандартам безопасности и корпоративного управления. Стратегия Компании до 2028 года предполагает постоянное развитие системы управления, обеспечивающей достижение улучшенных показателей корпоративной социальной ответственности, охраны труда, здоровья и окружающей среды, улучшение экономического воздействия в регионах присутствия, противодействия коррупции, улучшение качества взаимоотношений с заинтересованными сторонами, повышение рейтинга корпоративного управления, общекорпоративной культуры этики и комплаенса.

Стратегия Компании в области социальной политики нацелена на содействие развитию регионов ее деятельности. КМГ поддерживает принципы меритократии, справедливости и объективности; создает каждому работнику оптимальные условия для новых достижений и справедливо оценивает вклад каждого в деятельность Компании; способствует формированию культуры понимания, заинтересованности и поддержки работниками на всех уровнях.

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА

В целях обеспечения прозрачности деятельности Компании для заинтересованных сторон КМГ ежегодно публикует отчетность в области устойчивого развития. При подготовке Отчета КМГ руководствуется международными стандартами Global Reporting Initiative (GRI Standards).



Ознакомиться с Отчетом об устойчивом развитии можно на веб-сайте Компании.

ДЕЙСТВИЯ ПО ДОСТИЖЕНИЮ ЦЕЛЕЙ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ (ЦУР) ООН



В 2015 году Казахстан ратифицировал Цели устойчивого развития (далее – ЦУР) и включил эти цели в Национальную стратегию на 2025 и 2050 годы. Правительство Республики Казахстан несет ответственность за установление приоритетов и реализацию подходов, соответствующих ЦУР, поэтому Казахстан сформулировал планы для достижения этих целей. Их решение потребует сотрудничества и коллективных действий с бизнесом и гражданским обществом.

С 2006 года КМГ является членом и активным участником Глобального договора ООН и поддерживает приверженность десяти принципам Глобального договора ООН и 17 ЦУР.



Ежегодный отчет об устойчивом развитии Компании является нашим сообщением о прогрессе в рамках Глобального договора ООН и доступен на сайте Глобального договора ООН.

КМГ поддерживает приверженность ЦУР. Некоторые из них наиболее актуальны с точки зрения рисков и воздействия на деятельность Компании:

Цель 3. Обеспечение здорового образа жизни и содействие благополучию для всех в любом возрасте;

Цель 6. Обеспечение наличия и рациональное использование водных ресурсов и санитарии для всех;

Цель 7. Обеспечение доступа к недорогостоящим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех;

Цель 8. Содействие неуклонному, всеохватному и устойчивому экономическому росту, полной и производительной занятости и достойной работе для всех;

Цель 9. Создание прочной инфраструктуры, содействие обеспечению всеохватной и устойчивой индустриализации и внедрению инноваций;

Цель 12. Обеспечение рациональных моделей потребления и производства;

Цель 13. Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями;

Цель 15. Защита, восстановление экосистем суши и содействие их рациональному использованию, рациональное управление лесами, борьба с опустыниванием, прекращение и обращение вспять процесса деградации земель и прекращение процесса утраты биологического разнообразия.

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА ПО ОХРАНЕ ЗДОРОВЬЯ, ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ (ОЗ, ПБ И ООС)

В КМГ система менеджмента по охране здоровья, промышленной безопасности и охране окружающей среды разработана на основе лучших мировых практик и рекомендаций Международной ассоциации производителей нефти и газа: IOGP, ISO 14000 и ISO 45001. Система состоит из десяти областей и поддерживается фундаментальными принципами: лидерство, достижение цели, управление рисками и постоянное совершенствование.

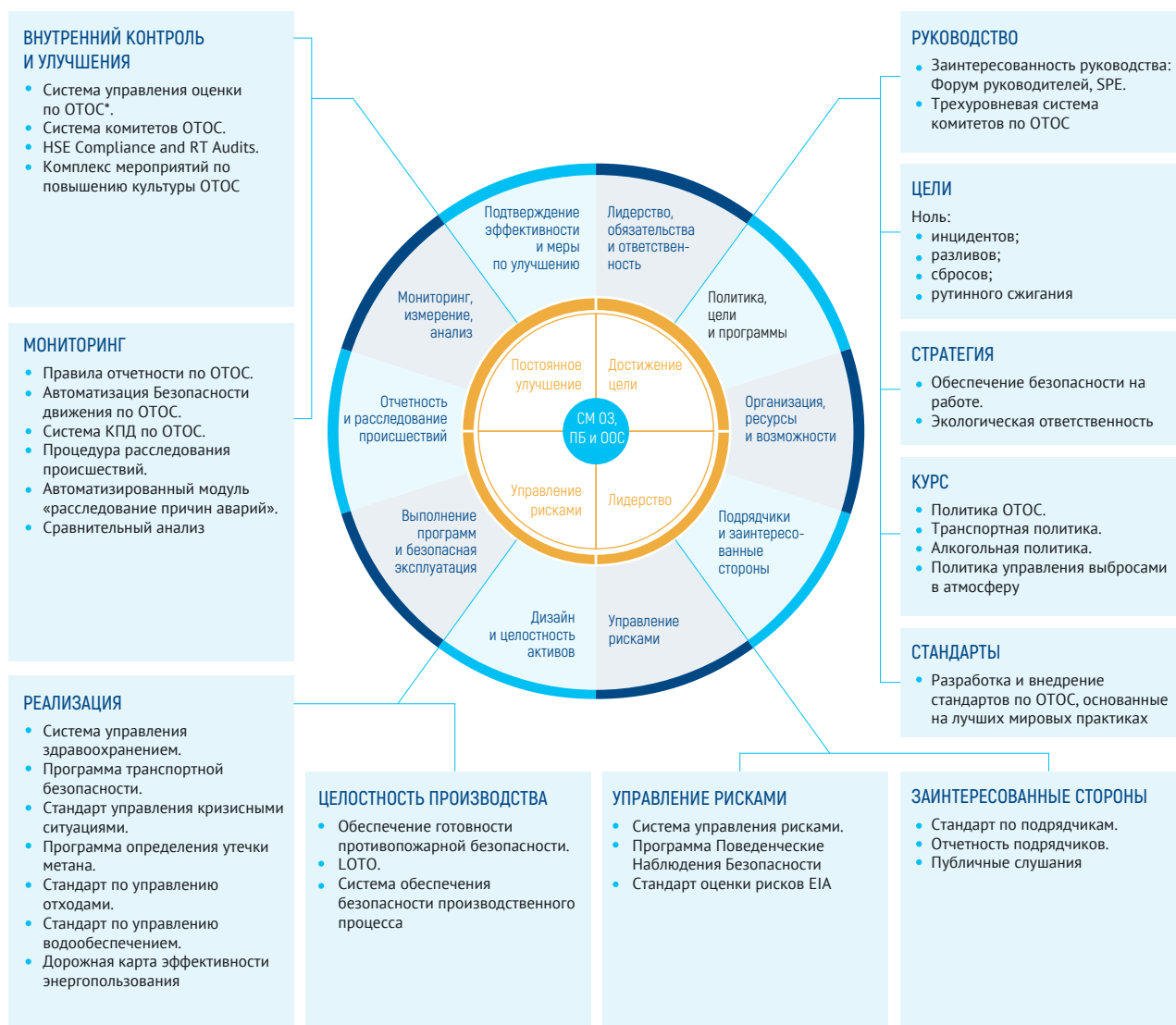
С 2006 года в дочерних и зависимых организациях Компании (ДЗО) внедрена система управления в области качества, охраны окружающей среды, охраны здоровья и обеспечения безопасности труда в соответствии

с требованиями ISO 9001, ISO 14001 и OHSAS 18001.

Организации с существенным уровнем потребления энергии сертифицированы на соответствие стандарту ISO 50001. Эффективность систем менеджмента регулярно подтверждается независимыми аудиторами.

В целях совершенствования управления в области охраны труда ДЗО КМГ планируют к 2021 году сертифицировать свои системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда на соответствия международному стандарту ISO 45001:2018, заменяющему OHSAS 18001:2007.

Структура СМ ОЗ, ПБ и ООС и внедрение лучших отраслевых практик



* ОТОС — охрана труда и окружающей среды.

В Компании действует трехуровневая система управления аспектами охраны труда, производственной безопасности и охраны окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС):

- на уровне Совета директоров КМГ;
- Комитет по ОТ, ПБ и ООС на уровне Правления КМГ;
- комитеты по охране труда и окружающей среды (ОТОС) ДЗО.

С 2019 года начал свою деятельность Комитет по охране труда, производственной безопасности и охране окружающей среды на уровне Фонда.

Отчеты по вопросам охраны труда, безопасности, и окружающей среды ежемесячно представляются на заседания Совета директоров КМГ, детальные информативные отчеты – на заседания Комитета по безопасности, охране

труда и окружающей среды и устойчивому развитию Совета директоров КМГ.

В 2019 году Компания обновила Регистр рисков. Перечень был расширен рисками, связанными с изменением климата и дефицитом водных ресурсов. Корпоративный центр регулярно анализирует показатели в области охраны окружающей среды, проводит анализ с прошлыми периодами и с аналогичными показателями ведущих международных компаний отрасли (IOGP, IPIECA), осуществляет аудиты производственных объектов. На корпоративном уровне также проводятся периодические проверки производственных объектов на предмет выявления каких-либо несоответствий законодательным требованиям и проведения превентивных мер по улучшению деятельности.

СИСТЕМА МОТИВАЦИИ РУКОВОДИТЕЛЕЙ

В целях мотивации и повышения ответственности за соблюдение требований по ОТ, ПБ и ООС, на корпоративном уровне в перечень ключевых показателей эффективности на 2019 год включен «Рейтинг корпоративного управления», а для топ-менеджмента Компании установлены КПЭ в части экологической и социальной ответственности.

Кроме того, был утвержден корпоративный КПД на 2020 год по улучшению ESG-рейтинга Компании.

КПЭ Компании в части экологической и социальной ответственности

Экологическая ответственность	Управляющий директор по ОТОС: «Снижение показателя интенсивности сжигания попутного нефтяного газа». Соуправляющий директор по ОТОС: «Снижение потребления энергоресурсов». Управляющий директор и соуправляющий директор по ОТОС: «Достижение полной утилизации исторических нефтеотходов»
Социальная ответственность	Управляющий директор по управлению человеческими ресурсами: «Социальная ответственность». Управляющий директор по безопасности: «Управление безопасностью подрядными организациями (ПО)», «Прозрачность отчетности ПО»

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПОДРЯДНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

Искусство выбора подрядчиков и взаимодействия с ними обеспечивает важное конкурентное преимущество для Компании. Подрядчики составляют более 50% нашего рабочего персонала, и повышение их безопасности в конечном итоге повлияет на общую производительность КМГ. Компания стремится повышать критерии отбора потенциальных поставщиков для гарантирования выполнения работ на высоком уровне и с полной прозрачностью всего цикла оказания услуг.

Корпоративный стандарт по взаимодействию с подрядными организациями в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды в Группе компаний КМГ является структурным элементом системы менеджмента и содержит требования к договорам с подрядными организациями, включая: соглашение в области ОТ, ПБ и ООС по соблюдению требований ОТ, ПБ и ООС и штрафные санкции за их нарушение; предмобилизационный аудит готовности техники и оборудования, персонала подрядчика; оценку подрядчика по результатам деятельности в области ОТ, ПБ и ООС. Кроме того, Компания регулярно проводит форумы, встречи с потенциальными поставщиками услуг для обсуждения совместных будущих партнерств и требований КМГ в области ОТ, ПБ и ООС.

2 октября 2019 года в г. Актау был проведен Форум «Технологии для утилизации и переработки исторических отходов КМГ». В нем приняли участие более 30 компаний, оказывающих подобные услуги. Целью мероприятия являлась встреча с имеющимися на рынке Казахстана поставщиками услуг по переработке/утилизации нефтеотходов и разъяснение для них требований в части качества, объемов и сроков оказания услуг по переработке/утилизации исторических загрязнений КМГ, чтобы помочь им оценить свои возможности и принять решение об использовании новых технологий.

На Форуме также была представлена закупочная категория стратегия «Утилизация отходов» (исторические загрязнения) на основании которой, в дальнейшем пройдет процедура закупки услуг по утилизации исторических загрязнений и очистке нефтезагрязненных территорий.

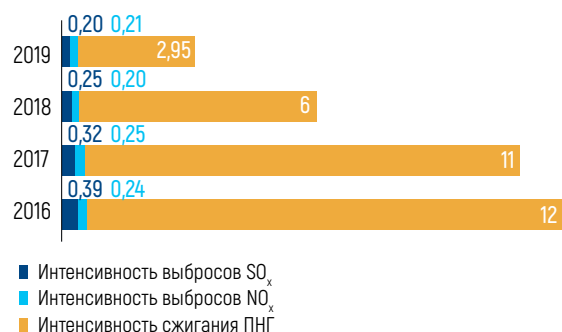
более 50%
доля работников подрядных организаций

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗА 2019 ГОД

1. Интенсивность выбросов SO_x – 0,20¹ (IOGP – 0,2²)
2. Интенсивность выбросов NO_x – 0,21 (IOGP – 0,37)
3. Интенсивность сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) – 2,95 (IOGP – 10,5³)
4. Коэффициент использования ПНГ: 97%
5. Переработка исторических отходов и нефтезагрязненных земель: 325 тыс. тонн (план – 325 тыс. тонн)
6. Снижение потребления энергии (от базового 2016 года) – 0,7%
7. Климатический рейтинг CDP: «С»

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТОНН НА 1 ТЫС. ТОНН ДОБЫЧИ УВС



УРОВЕНЬ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ, %



Цели по управлению вопросами ОТ, ПБ и ООС напрямую связаны со Стратегией развития Компании. Стратегия развития КМГ до 2028 года (далее – Стратегия) предусматривает стратегические инициативы по повышению экологической ответственности. Приоритетные направления для Компании в части охраны окружающей среды включают управление выбросами парниковых газов и сокращение факельного сжигания газа, управление водными ресурсами, отходами производства, рекультивацию земель и повышение энергоэффективности.

В соответствии с приоритетами Стратегии в Компании в 2019 году утверждена Экологическая политика. Руководство КМГ и его ДЗО следует принципу нулевой терпимости в отношении потерь и ущербов, связанных с загрязнением окружающей среды. Так, впервые в Экологической политике уделяется внимание таким экологическим аспектам, как климат, биоразнообразие, обязательства по проведению дополнительной оценки рисков на экологически ценных территориях, по рекультивации загрязненных земель, обеспечение целостности трубопроводов.

В 2015 году КМГ поддержал инициативу Всемирного банка GGFR по полному прекращению регулярного сжигания попутного нефтяного газа к 2030 году. В рамках реализации вышеуказанной инициативы в 2019 году утверждена Политика по управлению выбросами в КМГ. Политика, состоящая из восьми ключевых принципов, шесть из которых непосредственно относятся к вопросам изменения климата, направлена на полное прекращение регулярного факельного сжигания.

В Группе компаний КМГ реализуется Дорожная карта по улучшению состояния охраны труда и окружающей среды в КМГ – 2020, которая содержит основные стратегические инициативы в области охраны окружающей среды и устойчивого развития. Компания ежегодно строит новые объекты утилизации, проводит реконструкцию имеющихся производств, инвестирует в строительство трубопроводов и инфраструктуры, например в строительство комплексной переработки газа, строительство магистрального газопровода «Сарыарка».

¹. Ранее опубликованные показатели в пресс-релизах Компании были рассчитаны по предварительным данным.

². Доступные показатели Международной ассоциации производителей нефти (IOGP) за 2017 год (<https://www.iogp.org/>).

³. Доступные показатели IOGP за 2018 год (<https://www.iogp.org/>).

ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1. Ликвидация исторических загрязнений, а также источников негативного влияния на окружающую среду (бездействующих скважин, накопителей сточных вод, полигонов и прочих производственных объектов).
2. Снижение выбросов в окружающую среду путем совершенствования технологических решений, например замены топливного мазута на топливный/природный газ (в качестве топлива в технологических печах), использования присадок нового поколения, озеленения и благоустройства территории производственных объектов, замены оборудования, расширения производственных мощностей по переработке газа, строительства установок по переработке газа и пр.
3. Сокращение сбросов загрязняющих веществ: проект «Тазалык»: модернизация очистных сооружений сточных вод ТОО «АНПЗ и рекультивация полей испарения «Тухлая балка».
4. Капитальный ремонт градири для увеличения объема свежей технической воды в объеме 3 тыс. м³; улучшение эффективности очистки очистных сооружений.

ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА ПО ВОПРОСАМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА

Динамический рост показателей указывает на то, что потребность в обучении вопросам ОТ, ПБ и ООС в Группе компаний КМГ остается востребованной. Учитывая специфику нефтегазового сектора Казахстана, а также требования законодательства Республики Казахстан в части обязательного обучения, подготовки и повышения квалификации персонала, приоритетными являются направления безопасности и охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

За 2019 год на обучение 130 615 работников КМГ израсходовано 1 179 877 тыс. тенге. По внедренной в Группе компаний КМГ модели обучения «70/20/10 – обучение на рабочем месте / внутреннее / внешнее» на базе имеющихся собственных шести учебно-курсовых комбинатов/центров проводится обучение по вопросам безопасности и охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

Собственные учебно-курсовые комбинаты/центры есть в АО «Озенмунайгаз» (г. Жанаозен), АО «КазТрансОйл» (г. Актау), АО «Интергаз Центральная Азия» (г. Атырау, г. Шымкент), ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (г. Павлодар) и ТОО «Oil Services Company» (г. Актау).

Помимо имеющегося преподавательского состава в центры для проведения обучения и повышения квалификации персонала также привлекаются линейные руководители, и специалисты высокой квалификации из числа производственного персонала, имеющие большой производственный стаж. Реализуются программы по наставничеству и внутреннему тренерству среди опытных работников, проводятся мастер-классы и тренинги, различные конкурсы среди передовых работников, что позволяет совершенствовать внутренние коммуникации и мотивировать персонал к стремлению быть лучшими в своей профессии.

В рамках климатического проекта NAMA ТОО «КазТрансГаз Өнімдері» (КТГО) планирует дальнейшее увеличение доли газовых автотранспортов и специальной техники в собственном автопарке в рамках мероприятия «Перевод автотранспортных средств с традиционного топлива Аи, Дт на использование КПГ (обновление парка)». В период 2020–2024 годов за счет модернизации структуры автопарка доля газовых автомобилей (не ниже класса Евро-3) должна возрасти до 35%. Улучшение структуры потребления топлива и класса автотранспорта путем обновления (приобретения) новых 16 автомобилей, использующих СУГ и 46 автомобилей, использующих КПГ позволит значительно снизить выброс вредных веществ от транспорта КТГО. Если в 2018 году объем выброса вредных веществ от транспорта составил 17 962 тонны, то в 2024 году после проведения намеченных мероприятий, которые потребуют около 600 млн тенге за пять лет, эти выбросы могут быть снижены соответственно до 17 144 тонн в год или на 4,6%.

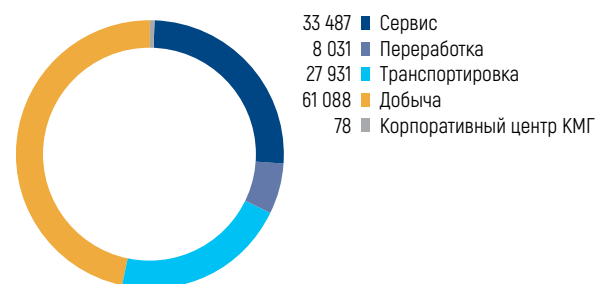
- 4,6%

проектный уровень снижения выбросов вредных веществ к 2024 году

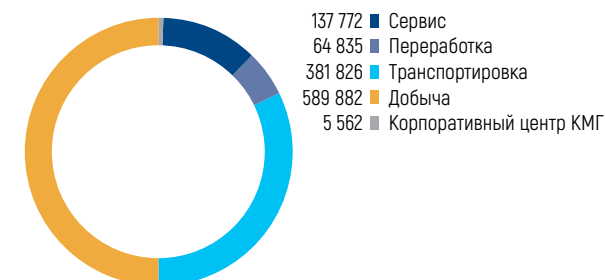
Расходы на обучение работников

	2017	2018	2019
Количество обучившихся работников	61 140	114 971	130 615
Сумма, тыс. тенге	624 811	1 097 877	1 179 877

КОЛ-ВО ОБУЧИВШИХСЯ РАБОТНИКОВ ПО ОТ, ПБ И ООС ПО БИЗНЕС-НАПРАВЛЕНИЯМ В 2019 Г.



РАСХОДЫ ОБУЧИВШИХСЯ РАБОТНИКОВ ПО ОТ, ПБ И ООС ПО БИЗНЕС-НАПРАВЛЕНИЯМ В 2019 Г., ТЫС. ТЕНГЕ





ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В качестве одной из задач в области охраны окружающей среды и повышения эффективности производства КМГ видит продолжение деятельности в области повышения энергоэффективности. Корпоративный центр собирает и анализирует данные по энергопотреблению и показателям энергоэффективности, отслеживает прогресс и идентифицирует возможности для улучшения, проводит бенчмаркинг с прошлым периодом и с показателями аналогичных компаний отрасли.

Деятельность Компании в области энергосбережения и повышения энергоэффективности базируется на методологии международного стандарта ISO 50001 «Системы энергетического менеджмента», который является лучшей общепризнанной международной практикой по системному управлению в этой деятельности.

С 2017 года в КМГ действует Дорожная карта по энергосбережению и повышению энергоэффективности ДЗО, в том числе совместно контролируемых организаций и совместных предприятий КМГ на 2017–2020 годы. Цели Дорожной карты по энергосбережению:

1. повышение ответственности высшего руководства, внедрение КПД по энергоэффективности для руководителей, ответственных за энергосбережение и энергоэффективность;
2. обеспечение рационального использования энергетических ресурсов;
3. снижение платежной нагрузки за счет повышения энергетической эффективности энергосберегающих мероприятий;
4. обеспечение энергетической эффективности при закупках строительства, реконструкции, капитального ремонта энергетического оборудования;
5. привлечение частных инвестиций на повышение энергетической эффективности, в том числе на условиях энергосервисных договоров (контрактов);
6. совершенствование системы контроля за соблюдением требований и показателей энергетической эффективности;
7. соблюдение требований законодательства в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

Всего за 2019 год было потреблено 182,8 млн ГДж топливно-энергетических ресурсов (на 9% больше, чем в 2018 году), в том числе электрической энергии – 12,7 млн ГДж, тепловой энергии – 4,7 млн ГДж, моторного топлива – 1,7 млн ГДж, котельно-печного топлива – 163,7 млн ГДж. Объем энергопотребления распределен между тремя бизнес-направлениями: «Добыча нефти и газа», «Транспорт нефти и газа» и «Переработка».

объем собственной генерируемой энергии составил 642,8 млн кВт ЭЭ и 3 850,6 тыс. Гкал ТЭ в 2019 году

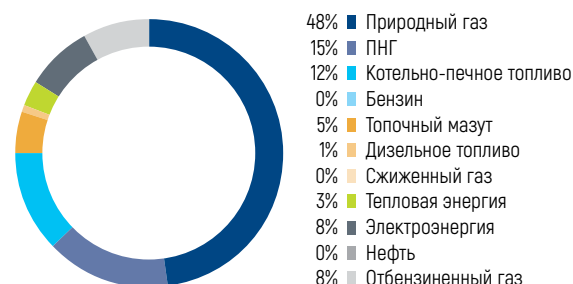
Увеличение потребления энергоресурсов по сравнению с 2018 годом в первую очередь связано с увеличением потребления природного и попутного газа на собственные нужды. В 2019 году объем собственной генерируемой энергии по Группе компаний КМГ составил 642,8 млн кВт электрической энергии и 3 850,6 тыс. Гкал тепловой энергии.

В 2019 году удельное энергопотребление по направлению добычи углеводородов в среднем по Группе компаний КМГ составило 2,4 ГДж на тонну добытого УВС, что остается на 60% выше показателя Международной ассоциации производителей нефти и газа (IOGP), который в 2017 г. составил 1,5 ГДж на тонну добытых углеводородов. В нефтедобыче увеличение удельного потребления энергоресурсов связано прежде всего с ростом обводненности добычи на зрелых месторождениях, поскольку с ростом обводненности увеличивается удельная плотность добываемой жидкости и, соответственно, потребляемая энергия на механизированные способы добычи.

Основные стратегические направления развития энергосбережения и энергоэффективности Группы компаний КМГ – модернизация технологического оборудования, внедрение энергосберегающих технологий, оптимизация выработки и потребления тепловой энергии, а также развитие собственных источников генерации, в том числе с использованием ПНГ.

В 2019 году выполнено 69 мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности, плановая годовая экономия топливно-энергетических ресурсов составила 0,8 млн ГДж, в натуральном выражении – 11,3 млн кВт электроэнергии, 91,3 тыс. Гкал тепловой энергии, 8 508 тыс. м³ природного газа.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ЗА 2019 ГОД ПО ВИДАМ, %



ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА И ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

В долгосрочной Стратегии развития КМГ определены следующие приоритетные направления по климатическим аспектам:

- управление выбросами парниковых газов;
- сокращение регулярного факельного сжигания попутного нефтяного газа;
- улучшение показателей по интенсивности выбросов на объем произведенной продукции и повышение энергоэффективности.

В 2019 году КМГ была утверждена Политика по управлению выбросами, ключевыми принципами которой являются:

- осуществление деятельности в строгом соответствии с законодательными требованиями и иными обязательствами Компании;
- соблюдение установленных нормативов выбросов и лимитов на выбросы загрязняющих веществ, квот на выбросы парниковых газов;
- четкое распределение ролей и обязанностей, повышение компетентности, обучение и осведомленность;
- проведение регулярного учета, инвентаризации и мониторинга выбросов;
- прекращение регулярного сжигания сырого газа при добыче углеводородного сырья;
- проведение мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов и уменьшению углеродного следа;
- управление углеродными активами;
- постоянное улучшение деятельности по управлению выбросами.

Мы стремимся увеличить добычу нефти и природного газа для удовлетворения растущего мирового спроса на энергию, в связи с чем уделяем первостепенное внимание мерам по минимизации негативного влияния деятельности КМГ на окружающую среду, соблюдая требования природоохранного законодательства, рационально используя природные ресурсы и постоянно совершенствуя природоохранную деятельность.

Мы фокусируемся на прозрачности экологической отчетности. Благодаря этому второй год подряд КМГ занимает лидирующую позицию в Рейтинге открытости нефтегазовых компаний Казахстана в сфере экологической ответственности, организованном WWF России и Группой компаний CREON при поддержке Министерства энергетики Республики Казахстан.

29 июля 2019 года КМГ впервые опубликовал верифицированный Отчет¹ по выбросам парниковых газов за 2018 год в рамках Климатической программы CDP (Carbon Disclosure Project²), в который вошли данные об объемах прямых и косвенных выбросов парниковых газов по всем активам КМГ, включая ДЗО в Румынии и Грузии.



В расчет включены углекислый газ (CO₂), метан (CH₄), закись азота (N₂O). Согласно данному отчету объем прямых выбросов углекислого газа по результатам 2018 года составил 9,3 млн тонн (в 2017 году – 8,4 млн тонн). Увеличение выбросов связано с увеличением объемов транспортировки газа и добавлением новых источников. Данные по выбросам парниковых газов подтверждены заключением независимой аккредитованной организации. Информация за 2019 год будет раскрыта в отчете CDP в III квартале 2020 года.

¹ Более детальную информацию вы сможете получить в опубликованных отчетах КМГ, которые находятся в открытом доступе по следующей ссылке: Отчет по выбросам парниковых газов в Группе компаний КМГ за 2018 год, Климатическая анкета CDP.

² CDP – независимая некоммерческая организация, занимающаяся сбором информации о выбросах углерода и изменении климата от лица инвесторов с 2002 года. Тысячи организаций, представляющих крупнейшие мировые экономики, ведут учет своих углеродных выбросов и раскрывают информацию экологического характера с помощью CDP. Климатические рейтинги CDP, присваиваемые компаниям по результатам оценки представленных ими отчетов, публикуются ведущими информационно-аналитическими агентствами (Thomson Reuters, Google Finance) наряду с финансовой информацией и учитываются инвесторами при оценке активов и связанного с ними риска.



«Мы рады опубликовать первый в истории КМГ отчет Климатической программы CDP. Поскольку весь мир нацелен на решение проблемы изменения климата, КМГ стремится управлять климатическими рисками путем сокращения выбросов, создания программы энергоэффективных инвестиций, оценки ее прогресса и обмена передовым опытом с другими мировыми компаниями. Отчет CDP позволит нам более эффективно измерять и управлять нашим воздействием на окружающую среду».

Управляющий директор по охране труда и окружающей среды КМГ

Винсент Спинелли

26 ноября 2019 года в г. Нур-Султан прошел первый Форум КМГ по управлению выбросами парниковых газов (Климатическая сессия). В нем приняли участие около 100 представителей разных предприятий отрасли. Форум стал местом конструктивного диалога профессионалов, площадкой для обмена опытом и знаниями. Оживленные дискуссии на Форуме развернулись вокруг проблем управления выбросами парниковых газов по КМГ, ожидаемых изменений законодательства в сфере регулирования выбросов парниковых газов, торговли квотами, отчетности КМГ в рамках Климатической программы CDP и др.



Подробнее информацию об охране атмосферного воздуха можно узнать в Отчете об устойчивом развитии.



ПОВЫШЕНИЕ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Одной из наших важнейших задач по сокращению выбросов парниковых газов является повышение полезного использования и утилизации попутного нефтяного газа, сведение к минимуму факельного сжигания. Утилизация попутного нефтяного газа в 2019 году составила 97%, показатель сжигания газа находится на уровне 2,95 тонн на 1 тыс. тонн добытого УВС (в 2017 году – 11, в 2018 году – 6), что почти на 51% ниже показателя за 2018 год и на 10,5% ниже показателя IOGP.

Компания стремится свести к минимуму объемы сжигания сырого газа. В 2015 году КМГ поддержал инициативу Всемирного Банка «Полная утилизация регулярного сжигания попутного нефтяного газа к 2030 году». Ответность по объемам сжигания сырого газа в рамках данной инициативы сдается на ежегодной основе.



Подробнее информацию можно узнать в Отчете об устойчивом развитии.



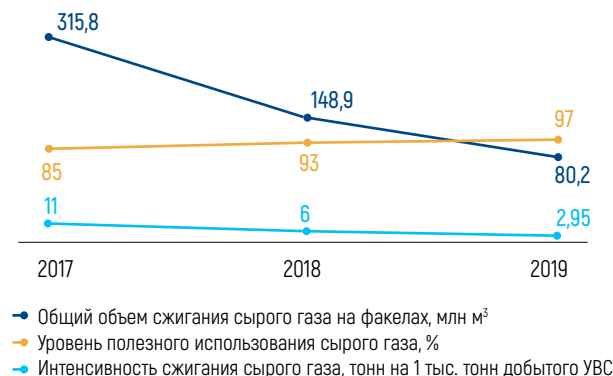
УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ

В КМГ ведется учет отходов по всей контрактной территории, включая все отходы, образованные подрядными компаниями. КМГ также контролирует свои подрядные организации на предмет соответствия их деятельности требованиям по безопасной транспортировке, размещению и утилизации отходов. Одним из абсолютных приоритетов для Компании в части управления отходами является соответствие требованиям законодательства в области обращения с отходами. С этой целью в Компании разрабатываются и реализуются программы по управлению отходами, выделяются значительные денежные средства для решения проблем, связанных с образованием отходов и загрязнением земель на производственных объектах.

Следуя требованиям экологического законодательства Республики Казахстан, опасные отходы, которые не могут быть обезврежены, переработаны и утилизированы на наших объектах, транспортируются на специализированные полигоны.

Актуальной задачей, стоящей перед КМГ на сегодняшний день, является ликвидация исторических загрязнений и очистка нефтезагрязненных территорий. Для этого были

ОБЪЕМ СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА НА ФАКЕЛАХ



проведены исследования по инвентаризации исторических загрязнений, разработаны планы по ликвидации всех видов исторических загрязнений с учетом специфики каждого месторождения, региона, климатических условий.

6 августа 2019 года был подписан меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды между Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан и КМГ, целью которого является утилизация/переработка отходов, размещенных на необорудованных шламонакопителях (АО «Озенмунайгаз») и очистка нефтезагрязненных земель в пределах контрактных территорий АО «Мангистаумунайгаз», АО «Озенмунайгаз» и АО «Каражанбасмунай». На реализацию данных проектов в 2019 году Компания направила более 9,7 млрд тенге.



Подробнее информацию можно узнать в Отчете об устойчивом развитии.



ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

В связи с тем, что основную деятельность Компания осуществляет в Центрально-Азиатском регионе, где вода является ценным и дефицитным природным ресурсом, мы осознаем свою ответственность перед обществом и окружающей средой и стремимся к рациональному использованию водных ресурсов.

1 июля 2019 года КМГ официально заявил о намерении внести вклад в сохранение водных ресурсов Республики Казахстан. В рамках Форума по охране труда и окружающей среды для генеральных директоров КМГ Председатель Правления А. С. Айдарбаев подписал личное Заявление приверженности рациональному управлению водными ресурсами (восемь водных принципов КМГ). Данную инициативу поддержали первые руководители ДЗО КМГ, подписав аналогичные заявления приверженности от имени своих компаний. Подписанные заявления приверженности размещаются на официальных сайтах Группы компаний КМГ.

Восемь водных принципов

1. Мы осознаем высочайшую ценность воды для жизни и здоровья человека, для общества и нашей производственной деятельности и безоговорочно принимаем важность бережного и рационального отношения к водным ресурсам страны

2. Мы стремимся не только выполнять требования законодательства Республики Казахстан, но и соответствовать международным стандартам и лучшим практикам, а также учитывать мнение всех заинтересованных сторон в регионе присутствия

3. Мы учитываем вопросы сохранения пресной воды и эффективности ее использования при принятии управленческих решений и при управлении операциями

4. Мы понимаем и оцениваем первоначальные источники своего водозабора, независимо от того, забирается вода напрямую или покупается через посредников

5. Мы не используем воду питьевого качества для производственных целей

6. Мы стремимся к стопроцентному приборному учету водозабора и водоотведения

7. Мы стремимся к максимальному сокращению забора свежей воды за счет внедрения водооборотных и водосберегающих технологий и к снижению объемов сбросов, стремясь повышать качество очистки воды для максимально возможного повторного использования

8. Мы наращиваем потенциал, участвуя в отраслевых ассоциациях и поддерживая международные инициативы в области водных ресурсов с целью изучения передового опыта для непрерывного совершенствования своей системы управления водными ресурсами

В рамках данных обязательств ДЗО КМГ разрабатываются пятилетние планы по рациональному использованию водных ресурсов, внедряются водосберегающие технологии, наращивается оборотное использование воды.

Мы повышаем эффективность использования воды за счет повторного использования системами рециркуляции воды. Основные водные риски связаны с нашей добычей. Все добывающие компании расположены в регионах с дефицитом воды в Казахстане, и потребность в пресной воде ежегодно возрастает как для промышленности, так и для муниципальных нужд. Основным потребителем пресной воды (для впрыска пара) является АО «Каражанбасмунай». Проект по созданию опреснительной установки вод месторождения Каражанбас позволит снизить потребление свежей воды и войти в верхний квартиль IOPG по показателю потребления пресной воды. В сентябре 2019 года компанией CEL начаты строительные работы, которые планируются завершить в 2021 году.

В 2019 году Атырауский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) приступил к проектированию и строительству новых очистных сооружений для завода (проект Tazalyk). Модернизация очистных сооружений будет вестись в два этапа:

1. первый этап – модернизация и реконструкция механических очистных сооружений (2019–2021 годы);
2. второй этап – реконструкция биологических очистных сооружений и строительство блока доочистки (2019–2023 годы).

Модернизация очистных сооружений предполагает строительство новых очистных сооружений закрытого типа с внедрением наилучших технологий. Это позволит прекратить эксплуатацию полей испарения и исключить негативное воздействие на грунтовые воды, флору, фауну и атмосферный воздух г. Атырау. В результате будут рекультивированы поля испарения «Тухлая балка». Проект также значительно сократит водозабор из реки Урал за счет применения многоступенчатой системы очистки сточных вод, которая позволит многократно увеличить повторное использование воды. Завершение проекта запланировано на конец 2023 года. Ведутся проектно-изыскательские работы. Подписан меморандум сотрудничества между акиматом Атырауской области и ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» о приеме нормативно-очищенных стоков АНПЗ на Коммунальных очистных сооружениях левобережной части г. Атырау после завершения строительства (2023 год).



Подробнее о водопользовании в КМГ и реализуемых проектах можно в Отчете об устойчивом развитии.



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

Политика в области охраны труда и промышленной безопасности Группы компаний КМГ основана на приверженности высшего руководства в отношении вопросов охраны труда и промышленной безопасности и направлена на вовлечение каждого работника в развитие культуры безопасности. Руководство Компании и ее ДЗО следует принципу нулевой терпимости в отношении потерь и ущербов, связанных с несчастными случаями и авариями, употреблением алкоголя, наркотических средств, психотропных веществ и их аналогов и дорожно-транспортными происшествиями. Компания обязуется соблюдать, помимо национального законодательства, требования международных и национальных стандартов.

В рамках реализации Дорожной карты по улучшению состояния охраны труда и окружающей среды в Группе компаний КМГ – 2020, утвержденной решением Правления от 27 сентября 2016 года (протокол № 39) поэтапно внедряются корпоративные оздоровительные программы КМГ, направленные в первую очередь на снижение заболеваемости работников и смертности, не связанной с травматизмом. Дорожная карта на 2019 год включала 31 проект.

Так, в отчетном году был запущен пилотный проект «Отчетность по происшествиям без последствий / карта Qorgau», который сфокусирован на выявлении и исправлении небезопасного поведения. Программа «Отчетность по происшествиям без последствий» направлена на определение небезопасных условий работы, охватывает работников на всех уровнях и дает им возможность делиться своими беспокойствами, проблемами и предложениями.

В целях обеспечения оперативности реагирования, недопущения эскалации возможных кризисных ситуаций, снижения тяжести последствий и вероятного ущерба в результате их возникновения внедрена система управления кризисными ситуациями. В Группе компаний КМГ применяется трехуровневая система управления, которая обеспечивает эскалацию реагирования на происшествие с уровня производственного объекта и дочерней организации к уровню стратегического управления кризисной ситуацией со стороны корпоративного центра. В 2019 году было проведено

первое учение команды по управлению кризисными ситуациями. Проводится внутреннее обучение по системе управления кризисными ситуациями в ДЗО.

По результатам анализа системы управления безопасностью наземного транспорта были выявлены три области, требующие улучшения: обучение и квалификация водителей, система мониторинга транспортных средств с помощью GPS и система управления поездками. Для повышения транспортной безопасности, усиления методологической базы и установления унифицированных требований в соответствии с политикой транспортной безопасности КМГ решением Совета по модернизации КМГ от 23 октября 2019 года была одобрена инициация проекта «Управление поездками» в Программе цифровой трансформации КМГ.

Цель проекта – повышение транспортной безопасности через создание культуры безопасного вождения на основе лучших международных практик, современных цифровых решений и автоматизации процессов. Срок реализации: 2020–2022 годы. Проект позволит унифицировать требования к управлению безопасностью поездок в отношении всех наземных транспортных операций, организовать централизованный контроль за основными метриками и эффективно использовать автотранспорт посредством внедрения аналитических отчетов и корпоративных показателей.

Жизнь и здоровье работников является для Компании приоритетом, поэтому мы никогда не перестанем работать над нашей целью, направленной на снижение несчастных случаев до нулевого уровня, то есть на достижение 100%-ной безопасности. За последние пять лет мы значительно улучшили показатели в области безопасности и охраны труда. Наши сотрудники отмечают, как создаются условия безопасного труда и внедряются самые высокие стандарты, чтобы защитить себя, своих коллег и окружающих. Но нам есть куда стремиться. Во второй половине 2019 года мы, к сожалению, потеряли двух работников в результате несчастных случаев – дорожно-транспортного происшествия и пожара.

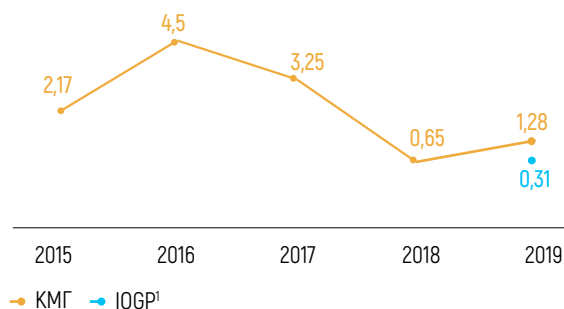
ТРАВМАТИЗМ

- Коэффициент травматизма – 0,31 (0,25 в соответствии с планом по вхождению в верхний квартиль IOGP к 2020 году).
- «Золотые правила» – нарушения «Золотых правил» уменьшились на 23%: 36 случаев (в 2018 году – 47 случаев).
- Травматизм рук и пальцев уменьшился на 57%: 9 случаев (в 2018 году – 21).
- Исполнен план проведения аудитов Корпоративным центром КМГ: проверено 15 из 15 ДЗО и ПО.
- Утверждено десять корпоративных руководящих документов по ОТЭС.

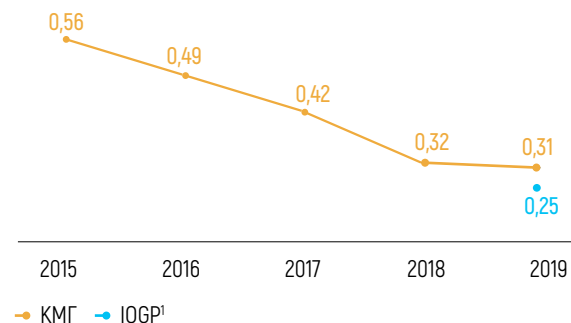
Индикаторы травматизма, кол-во случаев

Ключевые индикаторы	2018	2019	Изменения	%
Смертельные случаи связ. с трудовой деятельностью	1	2	1	100
Смертельные случаи не связ. с трудовой деятельностью	21	13	-8	-38
НС с потерей трудоспособности	48	46	-2	-4
Крупные НС с потерей трудоспособности	9	8	-1	-11
Все ДТП	66	44	-22	-33
Крупные + катастрофические ДТП	11	13	2	18
Травмы - вождения	9	10	1	11
Нарушения Золотых Правил	47	36	-9	-23
Пожары	12	10	-2	-17

КОЭФФИЦИЕНТ СМЕРТЕЛЬНЫХ СЛУЧАЕВ ЗА 5 ЛЕТ, НА 100 МЛН ЧЕЛОВЕКО-ЧАСОВ



КОЭФФИЦИЕНТ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ С ПОТЕРЕЙ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ ЗА 5 ЛЕТ, НА 1 МЛН ЧЕЛОВЕКО-ЧАСОВ



¹. Доступные показатели IOGP за 2018 год (<https://www.iogp.org/>).

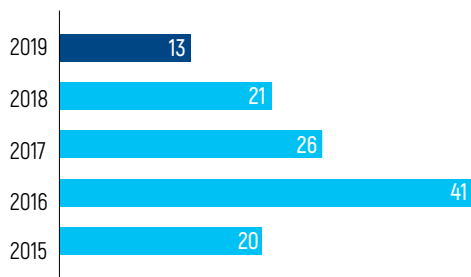


ОХРАНА ЗДОРОВЬЯ

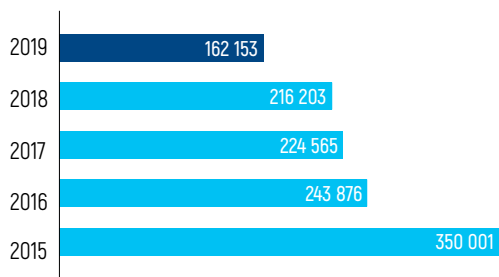
Управление вопросами охраны здоровья и гигиены труда в КМГ и его ДЗО проводится в соответствии с требованиями казахстанского законодательства и международных требований в области охраны здоровья и гигиены труда.

В 2019 году в связи с заболеваниями работников ДЗО зафиксировано 162 153 дня нетрудоспособности, что на 54 050 дня или на 24,9% меньше, чем в 2018 году. Количество случаев смертности, не связанных с травматизмом, среди работников ДЗО уменьшилось на 8 случаев или на 38% в сравнении с 2018 годом.

КОЛИЧЕСТВО СЛУЧАЕВ СМЕРТНОСТИ, НЕ СВЯЗАННЫХ С ТРАВМАТИЗМОМ



КОЛИЧЕСТВО ДНЕЙ НЕТРУДОСПОСОБНОСТИ ПО БОЛЕЗНИ



В Группе компаний КМГ на регулярной основе проводится комплекс мероприятий по улучшению условий труда и профилактике профзаболеваний на производственных объектах. Разработан и планомерно внедряется Корпоративный стандарт по охране здоровья и гигиене труда в Группе компаний КМГ, основными целями которого являются:

- установление единых требований по организации производственного процесса для сохранения и улучшения здоровья работников;
- выявление и снижение рисков / опасных и вредных производственных факторов посредством совершенствования гигиены труда и эргономики, производственной санитарии на рабочих местах;
- применение предупреждающих мер контроля, основанных на оценке рисков для здоровья работников и их снижении до практически целесообразного низкого уровня;
- содействие и поощрение здорового образа жизни работников в рабочее и вне рабочее время.

Продолжается корпоративная кампания КМГ по охране здоровья «Предотвращение инфарктов и инсультов», направленная на предотвращение и снижение смертности среди работников, связанной с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Проводится контроль и мониторинг внедрения инициативы «10 шагов к оздоровлению» и внутреннего документа «Регламент по организации экстренной медицинской помощи в Группе компаний КМГ», который устанавливает требования к организации работы по обеспечению работников экстренной медицинской помощью, оснащению медпунктов и содержанию плана экстренного медицинского реагирования.

В отчетном году продолжена работа по обучению специалистов и работников оказанию первой помощи пострадавшему, обучение парамедиков и проведение показательных медицинских учебных тревог на базе ряда ДЗО КМГ.

Для улучшения и повышения эффективности управления в области охраны здоровья и гигиены труда проведены следующие мероприятия:

- разработан и утвержден стандарт по Системе управления в области охраны здоровья КМГ, включающий инструменты оценки по таким направлениям, как медицинское обеспечение, экстренное медицинское реагирование, проведение предсменных медицинских освидетельствований и предсменных медосмотров, оценку рисков;
- проведены показательные медицинские учебные тревоги в ДЗО;
- проведены перекрестные аудиты с участием специалистов ДЗО;
- организовано обучение парамедиков служб ОТ, ПБ и ООС по оказанию первой помощи;
- проведено обучение специалистов служб ОТ, ПБ и ООС по охране здоровья и гигиене труда;
- осуществляется периодический контроль Системы управления в области охраны здоровья КМГ и разрабатываются мероприятия по ее улучшению.

В рамках повышения культуры безопасности Компания разработала комплекс мер для снижения уровня травматизма на производстве.

- В 2019 году проведено 68 263 поведенческих наблюдений по безопасности работ и 23 495 поведенческих наблюдений по безопасности вождения.
- Осуществляется непрерывная работа по разработке и внедрению корпоративных документов, основанных на лучшей мировой практике, обеспечивающих последовательный подход к вопросам безопасности и охраны труда по всей группе компаний КМГ.
- Внедрена и работает трехуровневая система комитетов по ОТОС.
- Проведены комплексные аудиты в ДЗО с высоким уровнем травматизма, на результатах которых были разработаны и реализованы планы корректирующих

68 263**поведенческих наблюдений
по безопасности работ**

мероприятий по снижению рисков возникновения несчастных случаев на производстве.

- Проведены выездные презентации с целью обучения работников – новым программам по безопасности, топ-менеджмента – новым программам по вовлеченности в процессы безопасности.
- Продолжается обучение по защитному вождению водителей КМГ. 12 внутренних тренеров обучили около 1 366 водителей (всего 7,2 тыс.).
- Проведен V конкурс Председателя Правления на лучшую инновационную идею в области ОТОС (работники 20 ДЗО подали 103 заявки).
- В рамках Kazakhstan Energy Week 2019 проведен 1-й симпозиум «SPE: охрана труда, промышленная безопасность, охрана окружающей среды и социальная ответственность в Каспийском регионе», собравший 370 участников.
- Проведен V ежегодный Форум генеральных директоров в области безопасности и охраны труда на тему «На пути к нулевому травматизму». Аналогичные

23 495**поведенческих наблюдений
по безопасности вождения**

форумы проводятся в ДЗО: АО «КазТрансОйл» провело форум для линейных руководителей (>150 присутствующих) в г. Нур-Султан.

- Разработаны и внедрены программы по повышению уровня осведомленности работников на местах:
 - подготавливаются и распространяются ежеквартальные послания Председателя Правления работникам с целью повышения культуры безопасности;
 - разработаны и изданы брошюры на тему «Профилактика инфарктов и инсультов», распространены по Группе компаний КМГ;
 - имиджевая продукция с логотипом ОТОС направлена в ДЗО;
 - анимационная заставка «100% безопасность» установлена на компьютеры работников ДЗО и пр.;
 - КМГ проводит встречи с портфельными компаниями Фонда с целью обмена опытом в области ОТОС.

РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА

Стратегия КМГ в области социальной политики нацелена на содействие развитию регионов своей деятельности. Компания соблюдает законодательные и нормативные юридические требования, действующие в Республике Казахстан, а также международные законы и договоры, регулирующие деятельность нефтяных компаний. КМГ поддерживает принципы меритократии, справедливости и объективности, создает каждому работнику оптимальные условия для новых достижений и справедливо оценивает вклад каждого в деятельность КМГ, способствует формированию культуры понимания, заинтересованности и поддержки работниками на всех уровнях стратегических, операционных и производственных целей. В рамках контрактов на недропользование добывающие организации КМГ ежегодно в рамках меморандумов, заключенных с акиматами областей регионов присутствия, отчисляют значительную сумму на социально-экономическое развитие регионов и развитие их инфраструктуры.

Фактическая численность работников на конец 2019 года составила по Группе компаний КМГ (включая ДЗО и совместно-контролируемые предприятия (СКО) с долей участия 50% и более) 70 938 человек.

Доля руководителей высшего ранга по ДЗО и СКО (с долей участия 50% и более), расположенных на территории Республики Казахстан, нанятых из числа представителей местного населения составляет 86%.

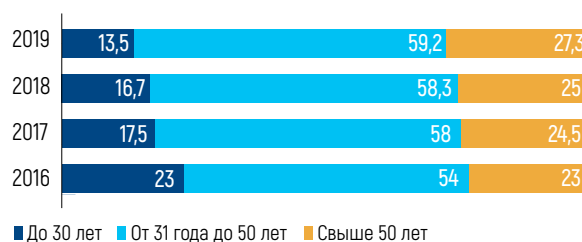
Доля работников, относящихся к руководителям всех уровней – 11,3% от общего числа работников, в том числе женщин – 16,5%, мужчин – 83,5%.

Фактическая численность работников на конец 2019 года составила по Группе компаний КМГ 70 938 человек.

СОТРУДНИКИ В РАЗБИВКЕ ПО ПОЛУ, %



СОТРУДНИКИ ПО ВОЗРАСТНЫМ ГРУППАМ, %



ПРИОРИТЕТЫ СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ

РАБОТА СО СТУДЕНТАМИ

КМГ ежегодно принимает для прохождения производственной и преддипломной практики студентов вузов Казахстана.

В 2019 году трудоустроены три выпускника программы «Жас Оркен».

По программе «Цифровое лето» на летнюю стажировку было принято около 20 участников проекта по Группе компаний КМГ. По итогам стажировки на работу приняты четыре молодых специалиста.

АДАПТАЦИЯ И ОБУЧЕНИЕ СОТРУДНИКОВ

С 2019 года по Группе компаний КМГ фокус концепции обучения направлен на развитие работников производственного направления, как руководителей, инженерно-технического персонала так и работников рабочих профессий. Корпоративным центром совместно с ТОО «КМГ Инжиниринг» разработаны и утверждены программы развития производственных профессий, такие как «Инженер по разработке» (в 2019 году обучение прошли 25 работников добывающих компаний: АО «Озенмунайгаз», АО «Каражанбасмунай», АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «КМГ Инжиниринг», ТОО «Казахойл Актобе», ТОО «Казахтуркмунай»).

Также основным направлением развития профессиональных компетенций и обучения работников является модернизация нефтеперерабатывающих заводов, что в свою очередь порождает необходимость повышения квалификации работников данного направления. Так, в 2019 году было проведено модульное обучение для работников ПНХЗ по IBM Maxima и управлению процессами. Для работников ПНХЗ, АНПЗ и Caspi Bitum реализована программа выездного обучения на территории завода «Петромидия» (Румыния) по управлению техобслуживанием.

Основным направлением остается обучение по обязательным программам и курсам повышения квалификации. В 2019 году на обучение свыше 140 тыс. человек израсходовано 6,5 млрд тенге. При расчете количества обученных учитываются пройденные курсы (если один работник прошел обучение по двум программам, количество обученных — два). Среднегодовое количество академических часов на одного сотрудника составляет 17,6 часа.

свыше 140 тыс. человек
прошли обучение по обязательным
программам и курсам повышения
квалификации

КОЛЛЕКТИВНЫЕ ДОГОВОРЫ

В Группе компаний КМГ разработана типовая форма коллективного договора, которая устанавливает единые принципы для организации оплаты труда, оказания социальной поддержки, условий труда, режима работы и отдыха.

Каждое предприятие заключает свой коллективный договор между работодателем и работниками.

В 36 производственных предприятиях заключены коллективные договоры. Количество работников группы компаний КМГ, охваченных коллективными договорами, составило 58 710 человек.

58,7 тыс. человек
охваченных коллективными договорами

ПРОФСОЮЗЫ

Создание профсоюзов на предприятиях Группы компаний КМГ является свободным волеизлиянием работников.

Единой системой внутренних коммуникаций, созданной в Группе компаний КМГ, предусмотрено обязательное проведение консультаций с профсоюзами предприятий КМГ.

В Группе компаний КМГ действует 40 профсоюзных комитетов с учетом первичных и локальных профсоюзов, которые защищают интересы 55 657 работников.

40
профсоюзных комитетов

СОЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

В коллективных договорах и Правилах социальной поддержки организаций Группы компаний КМГ введен единый гарантированный социальный пакет, а также рекомендован дополнительный социальный пакет в зависимости от финансового состояния предприятия и переговорного процесса между работодателями и работниками/проф-союзами.

Коллективными договорами предприятий КМГ предусмотрено 35 видов социальной поддержки для работников и членов их семей, а также для неработающих пенсионеров.

МОТИВАЦИОННЫЕ ПРОГРАММЫ

В компаниях в бизнес-направления «Разведка» и «Добыча» внедрена единая система оплаты труда (ЕСОТ), цель которой обеспечить единый порядок оплаты труда во всех подразделениях и усилить заинтересованность работников в результатах труда. Данной системой предусмотрен ряд условий, при которых сотрудникам предоставляются компенсационные выплаты, надбавки и доплаты. Одним из таких критериев является региональный коэффициент — показатель относительного увеличения заработной платы с целью компенсации дополнительных расходов и повышенных затрат труда, связанных с выполнением работы в регионах с тяжелыми климатическими условиями.

В 2019 году работники КМГ впервые участвовали в соревнованиях на международной арене на базе ПАО «Татнефть». Целью данного мероприятия были: обмен опытом, обучение специалистов, укрепление взаимодействия между компаниями.

На протяжении четырех дней 182 работника из 26 организаций Группы компаний КМГ состязались в рабочем мастерстве.

ПОДДЕРЖКА ЗДОРОВОГО ОБРАЗА ЖИЗНИ

КМГ ежегодно проводит Спартакиаду среди работников по разным видам спорта.

В 2019 году Спартакиада прошла в г. Шымкент. В отборочных турах приняли участие более 3 тыс. спортсменов из 48 ДЗО КМГ. В финал игры прошли 350 человек из 26 ДЗО КМГ.

более 3 тыс.
участников Спартакиады КМГ

СПОНСОРСТВО И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТЬ

Всю спонсорскую и благотворительную деятельность Группы компаний АО «Самрук-Қазына» осуществляет Фонд развития социальных проектов Samruk-Kazyna Trust. Фонд осуществляет деятельность при содействии государственных органов, Правительства Республики Казахстан и экспертов в сфере общественной и социальной политики.

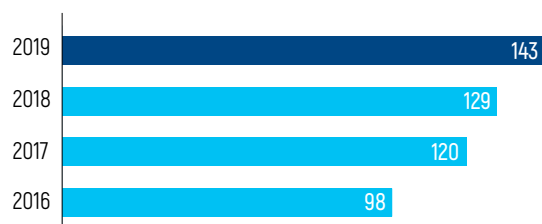
В 2019 году по Группе компаний КМГ объем социальных инвестиций в рамках контрактов на недропользования составил 7,6 млрд тенге.

Кроме того, за отчетный период КМГ в рамках поручений Правительства Республики Казахстан, выделила 22,8 млрд тенге на развитие инфраструктуры г. Туркестана (строительство стадиона на 7 тыс. мест, конгресс-холла и амфитеатра на 1 тыс. мест).

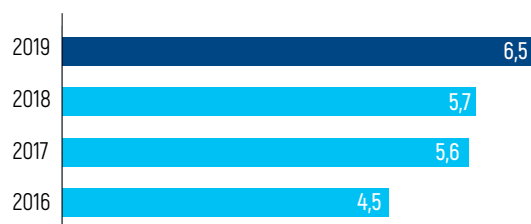
7,6 млрд тенге
объем социальных инвестиций в рамках контрактов на недропользования



ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ОБУЧЕННЫХ СОТРУДНИКОВ ПО ГОДАМ, ТЫС. ЧЕЛОВЕК



ЗАТРАТЫ НА РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА, МЛРД ТЕНГЕ



РАСХОДЫ НА СОЦИАЛЬНУЮ ПОДДЕРЖКУ РАБОТНИКОВ, МЛРД ТЕНГЕ



Среднегодовое количество академических часов на одного сотрудника составляет 17,6 часа.

При расчете количества обученных учитываются пройденные программы (например, если один работник прошел два курса, количество обученных — два).

В 2019 год на социальную поддержку работников Группы компаний КМГ было израсходовано около 22 млрд тенге, аналогично 2018 году (22 млрд тенге), включая социальную помощь неработающим пенсионерам. Весомую долю социального пакета составляет добровольное медицинское страхование работников и членов их семей, оказание материальной помощи в связи с рождением, уходом за ребенком, затраты на обучение детей, поддержку многодетных семей, организацию летнего отдыха детей, а также доплата за отдых работников.

Структура затрат по направлениям поддержки

Затраты	Доля, %
Добровольное медицинское страхование работников и членов их семей на случай болезни	22
Оказание материальной помощи в связи с рождением, уходом за ребенком, на обучение детей, многодетным семьям	18
Организация летнего отдыха детей и доплата за отдых работников	17
Социальная поддержка неработающих пенсионеров	7
Материальная помощь на оплату лечения/операции в случае превышения лимита на медицинское страхование	2
Помощь на приобретение школьных принадлежностей к 1 сентября	3
Материальная помощь ко Дню инвалидов работникам, имеющим супруга(-гу), детей-инвалидов с детства	2
Иные виды социальной поддержки ¹	29

В Группе компаний КМГ отсутствуют различия в базовом окладе и в системе выплаты вознаграждения в зависимости от гендерных различий. Уровень заработной платы в организациях Группы компаний КМГ привязан к должности, а не к работнику, то есть мужчины и женщины, работающие на одной должности, получают одинаковую заработную плату и иные выплаты, предусмотренные правилами оплаты труда в организации. Для руководителей утверждаются годовые КПД, за соответствующее исполнение которых предусмотрены годовые бонусы. Для уровня административных работников утверждаются цели, за исполнение которых работники премируются по итогам каждого квартала.

¹. Иные виды социальной поддержки: материальная помощь при заключении брака воинам-интернационалистам (афганцам), работникам — участникам Чернобыля / жертвам полигона Семей, в связи со смертью работника / близких родственников, по беременности и родам, на организацию похорон, выплата семье работника, погибшего в результате несчастного случая, помощь особо нуждающимся работникам, оплата расходов работников на аренду жилья, бесплатное посещение спортивных сооружений, выплата в связи с достижением юбилейного возраста, оплата детских учреждений, оплата награжденному работнику, выплата в связи с достижением пенсионного возраста, оплата больничных листов на льготных условиях, компенсационные выплаты при приеме на работу, возмещение расходов на лекарства, новогодние подарки детям.



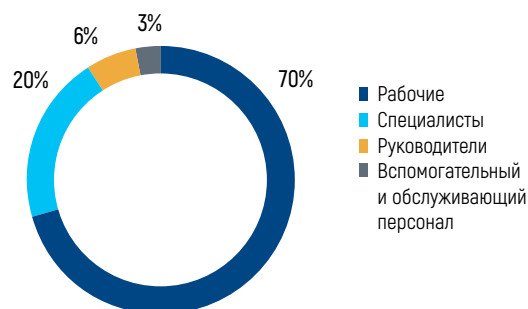
ИНДЕКС СОЦИАЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ (ИСС)

Центр социального взаимодействия и коммуникаций при АО «Самрук-Қазына» (далее — Центр) ежегодно проводит исследование Индекса социальной стабильности (ИСС) по Группе компаний КМГ. В 2019 году Центром было проведено исследование ИСС с участием 25 ДЗО КМГ (опрошены 6 906 респондентов). Выборка отражает социально-демографическую, институционально-территориальную и профессионально-должностную структуру ДЗО и КМГ в целом.

ИСС КМГ с 2014 по 2019 год вырос с 61 до 72% и находится на уровне «выше среднего». Согласно методологии это означает, что вопросам социального развития в Компании уделяется повышенное внимание. На основе отчетов по каждому предприятию составляется план мероприятий по исключению или минимизации «тревожных зон», выявленных в ходе исследований.

Количество участников исследования составило 14% от общей численности персонала.

РЕСПОНДЕНТЫ, %



По результатам исследований по каждому ДЗО были презентованы наиболее «тревожные зоны», по которым необходимо провести профилактические мероприятия. На основе отчетов по каждому предприятию составлен план мероприятий на 2019–2020 годы по исключению или минимизации «тревожных зон», выявленных в ходе исследований.

Планы предусматривают меры по повышению удовлетворенности трудового коллектива, доверия к действиям руководства, налаживанию системы обратной связи, улучшению условий труда, организации проживания, питания, а также мероприятия по созданию достойных условий труда, обеспечению качественными спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, улучшению организации питания, обучению, профессиональному росту, повышению эффективности механизма обратной связи, системы мотивации и стимулирования и др. За 2019 год запланированные мероприятия были исполнены.

72%

индекс социальной стабильности

АО "КазТрансГаз" (100% дочерняя организация КМГ) осуществляет эксплуатацию крупнейшей сети магистральных газопроводов в Казахстане общей протяженностью более 19 тыс. км с годовой пропускной способностью 230 млрд куб. м и газораспределительных сетей протяженностью более 49 тыс. км.



НА ЭКСПОРТ БЫЛО
НАПРАВЛЕНО 8,8 МЛРД КУБ.
М ГАЗА, ИЗ КОТОРЫХ
81% ЭКСПОРТИРОВАНО
В КИТАЙСКУЮ НАРОДНУЮ
РЕСПУБЛИКУ





#1

В ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА

В КАЗАХСТАНЕ

Компания обеспечивает 79%
от объемов транспортировки
газа в Казахстане

ДАЛЕЕ:
КОРПОРАТИВНОЕ
УПРАВЛЕНИЕ



ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров и Правление несут ответственность за достоверность годового отчета и финансовой отчетности Компании.

Совет директоров и каждый из членов Совета директоров заявляют, что осознают свою ответственность за подготовку и согласование годового отчета и отчетности, а также заявляют, что они считают годовой отчет и отчетность, взятые в целом, справедливыми, сбалансированными и понятными, а также содержащим информацию, необходимую акционерам для оценки положения, результатов деятельности, бизнес-модели и стратегии Компании.

Каждый член Совета директоров, исходя из имеющейся у него информации, подтверждает:

- финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, дает правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового состояния, результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании, сведенного воедино баланса Компании с ее дочерними предприятиями;
- отчет Правления включает достоверные данные о развитии и показателях финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании и ее дочерних предприятий в комплексе, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров установил факт независимости директоров и считает, что Уолтон Кристофер Джон, Дайер Филип Джон, Уайт Стивен Джеймс и Виана Палья да Силва Луис Мария являются независимыми по характеру и при принятии решений. Совет директоров установил, что не существует каких-либо отношений или обстоятельств, которые оказывают или могут оказать значительное влияние на независимые решения данных директоров.

СИСТЕМА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

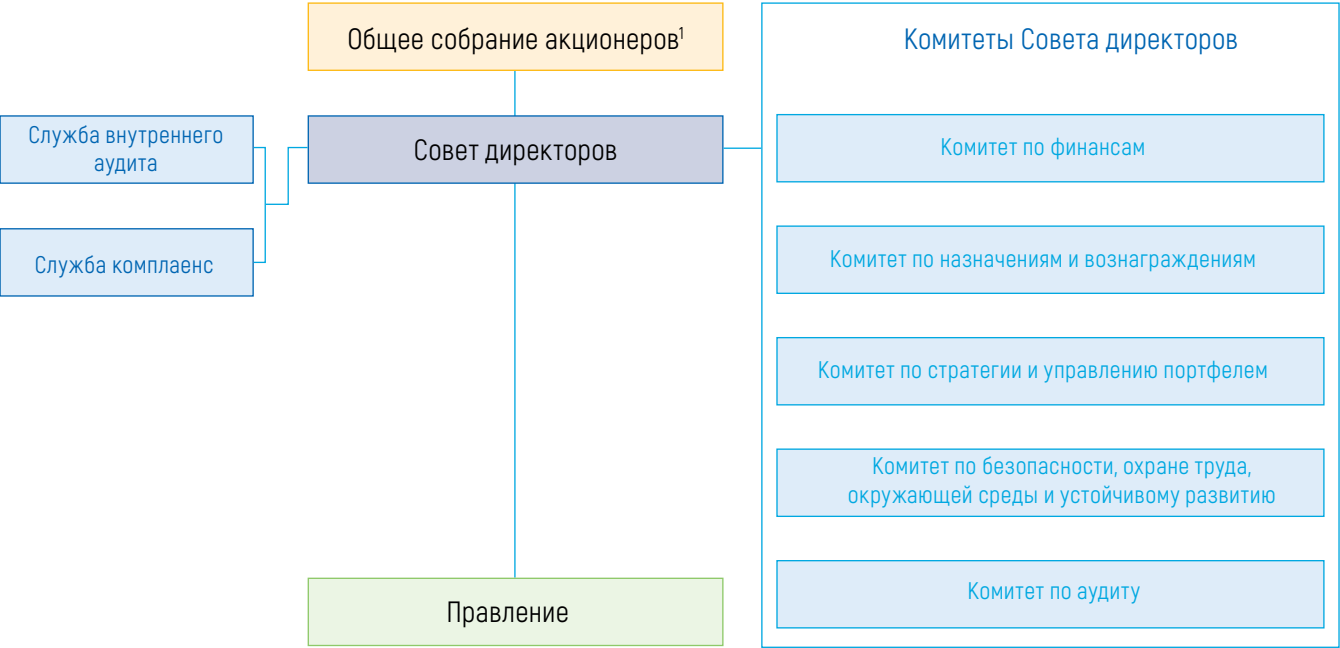
Система корпоративного управления КМГ представляет собой совокупность процессов, обеспечивающих управление и контроль за деятельностью КМГ, а также систему взаимоотношений между акционерами (АО «Самрук-Қазына» и РГУ «Национальный Банк Республики Казахстан»), Советом директоров, Правлением и заинтересованными сторонами.

Компетенции органов КМГ четко разграничены и закреплены в Уставе КМГ.

Система корпоративного управления КМГ основывается на уважении прав и законных интересов акционеров и ключевых заинтересованных сторон: государства, стратегических партнеров и контрагентов (поставщиков и покупателей), инвесторов, работников КМГ, муниципалитетов, местных сообществ и жителей регионов присутствия Компании.

Система корпоративного управления Компании постоянно совершенствуется с учетом требований и стандартов казахстанской и международной практики корпоративного управления.

Структура корпоративного управления КМГ



¹. В лице Правления АО «Самрук-Қазына».

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Компания осознает, что соответствие высоким стандартам корпоративного управления и прозрачность — это важнейшие факторы повышения инвестиционной привлекательности и экономической эффективности деятельности, способствующие укреплению доверия потенциальных инвесторов, контрагентов и иных стейкхолдеров, снижению рисков неэффективного использования ресурсов Компании, росту ее стоимости и увеличению благосостояния.

Основным документом, на котором базируется построение и улучшение практики корпоративного управления КМГ, является Кодекс корпоративного управления КМГ¹, принятый в 2015 году (далее — Кодекс).

Корпоративный секретарь ежегодно анализирует Кодекс на предмет соблюдения Компанией его принципов и положений с применением подхода «Comply or explain» (Соблюдай или объясняй). В настоящее время преобладающая часть требований Кодекса соблюдается. Случаи несоблюдения отдельных его положений отражены в Отчете о соблюдении Кодекса с пояснением причин несоблюдения. Ознакомиться с Отчетом о соблюдении КМГ принципов и положений Кодекса в 2019 году можно в приложении к Годовому отчету (см. часть «Приложения»).

По результатам независимой диагностики корпоративного управления, проведенной в 2018 году независимым консультантом на основании Методики диагностики корпоративного управления в юридических лицах, более 50% голосующих акций которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Қазына». (основной акционер Компании), КМГ был присвоен рейтинг корпоративного управления на уровне «ВВ». Данный рейтинг означает соответствие системы корпоративного управления Компании во всех существенных аспектах большинству установленных критериев, при этом нет достаточного подтверждения того, что система работает эффективно.

2019 год Компания посвятила планомерной и комплексной реализации рекомендаций независимого консультанта, представленных по итогам указанной диагностики корпоративного управления и заложенных в Детальный план по совершенствованию корпоративного управления в КМГ на 2019–2020 годы (далее — План по корпоративному управлению), утвержденный Советом директоров КМГ.

План по корпоративному управлению состоит более чем из 500 мероприятий и покрывает такие компоненты корпоративного управления, как эффективность деятельности Совета директоров и исполнительного органа, управление рисками, внутренний контроль и аудит, устойчивое развитие, права акционеров и прозрачность. Корпоративным секретарем регулярно готовятся и предоставляются на рассмотрение Комитета по аудиту и Совета директоров отчеты о ходе реализации мероприятий Плана по корпоративному управлению. По итогам рассмотрения отчетов обратная связь от Совета директоров доводится до Председателя Правления КМГ и руководителей функциональных блоков КМГ, вовлеченных в процесс совершенствования практики корпоративного управления.

В целях качественной и своевременной реализации мероприятий Плана по корпоративному управлению Советом директоров на 2019 год утвержден корпоративный КПД «Степень реализации мероприятий Детального плана по совершенствованию корпоративного управления в КМГ». Кроме того, в стратегиях развития АО «Самрук-Қазына» и КМГ до 2028 года определены основные вехи по достижению амбициозных значений КПД «Рейтинг корпоративного управления». Это свидетельствует о повышенном внимании к корпоративному управлению со стороны основного акционера КМГ, Совета директоров, Комитета по аудиту и менеджмента Компании.

В рамках реализации Плана по корпоративному управлению в течение 2019 года Компания успешно реализовала ряд инициатив. Наибольший прогресс был достигнут по таким направлениям, как эффективность Совета директоров, управление рисками и устойчивое развитие.

«ВВ»

рейтинг корпоративного управления
от независимого консультанта

¹ Кодекс Корпоративного управления КМГ размещен на сайте в разделе "Корпоративные документы" (<http://www.kmg.kz/>).



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ 2019 ГОДА

4 сентября 2019 года проведена Стратегическая сессия, в ходе которой были рассмотрены вопросы, связанные с реализацией Стратегии развития КМГ до 2028 года, утвержденной в 2018 году. Состоялась конструктивная дискуссия между членами Совета директоров и Правления КМГ по наиболее актуальным темам, в частности об обновлении стратегии в отношении газовых инициатив.

ЗАСЕДАНИЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПО УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ

1 июля 2019 года была проведена специальная сессия Совета директоров по устойчивому развитию с приглашением членов Правления, в рамках которой был организован семинар для членов Совета директоров и Правления с привлечением внешнего тренера и состоялась дискуссия по актуальным вопросам долгосрочного устойчивого развития Группы компаний КМГ.

Члены Совета директоров и Правления сознают высокую приоритетность вопросов экологии и охраны окружающей среды, жизни и здоровья работников Компании на всех ее производственных объектах, ценность развития кадрового потенциала и приверженность общепризнанным глобальным целям в области устойчивого развития.



ВЫЕЗДНОЕ ЗАСЕДАНИЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ ДЗО КМГ

30 июня 2019 года было проведено выездное заседание Совета директоров КМГ на производственные объекты ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ) и ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКОП).

В Кызылординской области Совет директоров посетил комплекс добычи и переработки нефти, а также заслушал отчет руководства КГМ о реализации проекта «Интеллектуальное месторождение». Данный актив является одним из передовых высокотехнологичных комплексов среди прочих производственных объектов Группы компаний КМГ.

Члены Совета директоров посетили обновленный нефтеперерабатывающий завод в г. Шымкент, на котором в 2018 году была завершена модернизация установок в рамках общегосударственной программы форсированного индустриально-инновационного развития. По итогам модернизации ПКОП обеспечивает выпуск моторных топлив экологических классов K4 и K5 в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза (моторное топливо, соответствующее стандартам Евро 4 и Евро 5). Завод перерабатывает до 6 млн тонн нефти в год, глубина переработки нефти увеличена до 88,7%, при этом увеличение доли светлых нефтепродуктов составляет до 76%.



ДЕЛЕГИРОВАНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ВОПРОСОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ КОМИТЕТАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ КМГ

В 2018 году Совет директоров приступил к работе над вопросами, которые необходимо передать под контроль комитетов Совета директоров, чтобы посредством делегирования сократить количество вопросов, рассматриваемых Советом директоров, и сосредоточить его внимание на обсуждении стратегических и ключевых вопросов деятельности Компании с сохранением высокого уровня качества проработки и эффективности принятия решений по делегированным вопросам.

Совет директоров делегировал Комитету по назначениям и вознаграждениям вопросы: избрания членов Советов директоров и исполнительных органов в дочерних и зависимых организациях; оценки деятельности, компенсации, преемственности и планов развития членов исполнительного органа и Корпоративного секретаря; КПД членов исполнительного руководства, не входящих в состав исполнительного органа.

Комитету по аудиту были делегированы вопросы по осуществлению контроля за системами управления рисками и внутреннего контроля, а также за внутренним аудитом.

С учетом делегирования введена практика заслушивания председателей комитетов Совета директоров на заседаниях Совета директоров по вопросам, рассмотренным комитетами. Заслушивание председателей комитетов включено в план работы Совета директоров на 2020 год.

КОНТРОЛЬ РЕАЛИЗАЦИИ КЛЮЧЕВЫХ ВОПРОСОВ КОМПАНИИ

С целью осуществления контроля за стратегическими инициативами КМГ и принятия своевременных корректирующих мер, Совет директоров регулярно заслушивает отчет Председателя Правления КМГ по ключевым изменениям деятельности, информацию по охране труда и окружающей среды, отчет по предварительным результатам финансово-хозяйственной деятельности, отчет о заключенных сделках, в совершении которых имеется заинтересованность, решения по которым принимались Правлением, обзор статуса выполнения стратегии, КПД и инвестиционных проектов, отчет о реализации консолидированного Плана развития КМГ, отчет по рискам,

отчеты председателей комитетов Совета директоров по делегированным вопросам, отчет об исполнении решений Совета директоров, а также отчеты о деятельности служб, подотчетных Совету директоров.

Комитет Совета директоров по стратегии и управлению портфелем на каждом заседании рассматривает и обсуждает отчеты о реализации крупных нефтегазовых проектов (Кашаган, Карачаганак, Тенгиз), трансформации, приватизации.

КАЧЕСТВО И СРОКИ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ СОВЕТУ ДИРЕКТОРОВ

Компания внесла изменения и дополнения в Устав КМГ в части сроков представления материалов к заседаниям Совета директоров. Повестка дня заседания формируется председателем Совета директоров не менее чем за десять календарных дней до даты проведения заседания, а по вопросам стратегии развития и консолидированного плана развития КМГ, мотивационных КПД для руководителя и членов исполнительного органа, годового отчета и участия в создании других юридических лиц — не менее чем за 15 рабочих дней.

Разработаны и утверждены Правила подготовки материалов к заседаниям Совета директоров и его комитетов, в соответствии с которыми на регулярной основе анализируется информация (обратная связь) от каждого члена Совета директоров по качеству и своевременности подготовки материалов к заседаниям.

Внедрены новые формы основных документов для подготовки к заседаниям Совета директоров, которые позволяют наиболее кратко и емко довести до членов Совета директоров всю необходимую информацию для рассмотрения вопросов. В обязательном порядке в таких документах раскрывается информация о рисках, экономическом эффекте, а также отражается связь со Стратегией развития и Бизнес-планом КМГ.

ОТЧЕТ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью КМГ. Решения Совета директоров принимаются в порядке, определенном законодательством и Уставом КМГ. Вне зависимости от установленного законодательством и Уставом КМГ необходимого для принятия решений кворума и большинства голосов членов Совета директоров Компания стремится, чтобы решения по наиболее важным вопросам принимались на очных заседаниях, в принятии решений участвовали все члены Совета директоров, и предпринимает все возможные усилия для подготовки и согласования решений таким образом, чтобы они принимались квалифицированным большинством с обязательным учетом мнения независимых директоров.

Совет директоров определяет приоритетные направления деятельности КМГ и утверждает стратегию развития КМГ, рассматривает и принимает решения по вопросам потенциальных приобретений и другим существенным вопросам финансового характера (в том числе об условиях выпуска облигаций и производных ценных бумаг КМГ), о заключении существенных по сумме сделок и сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, по вопросам получения, передачи (переуступки) права недропользования, заключения договоров (соглашений) о совместной деятельности со стратегическими партнерами для совместной реализации проектов по контрактам на недропользование, согласовании инвестиционных проектов с участием КМГ и дочерних обществ КМГ, рассматривает результаты независимой диагностики корпоративного управления и утверждает план мероприятий по совершенствованию системы корпоративного управления.

СОСТАВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Компания имеет значимую долю независимых директоров в составе Совета директоров, при этом четыре члена Совета директоров из девяти являются независимыми.

На конец 2019 года структура Совета директоров выглядела следующим образом:

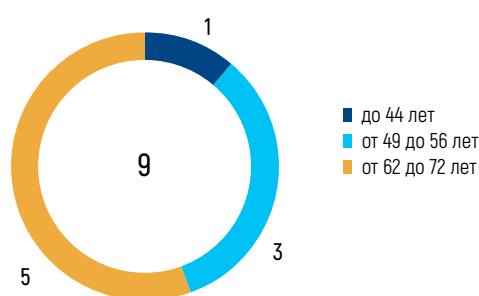
Общее количество членов Совета директоров — 9, в том числе:



В составе Совета директоров представлена одна женщина — Грюал Б.К.

Из девяти членов Совета директоров гражданами Казахстана являются три человека, Соединенного Королевства — четыре; Малайзии — один, Португалии — один.

Структура Совета директоров по возрасту выглядит следующим образом:



Средний возраст членов Совета директоров — 59 лет.

Состав Совета директоров и его комитетов

Члены Совета директоров	Комитет по назначениям и вознаграждениям					Комитет по стратегии и управление портфелем					Комитет по финансам					Комитет по аудиту					Срок пребывания в Совете директоров					
																					2014	2015	2016	2017	2018	2019
независимые директора:																										
Уолтон Кристофер Джон ¹	●	●	●		●																					
Уайт Стивен Джеймс	●	●	●	●	●																					
Дайер Филип Джон	●	●	●	●	●																					
Виана Палья да Силва Луис Мария	●	●	●	●	●																					
представители АО «Самрук-Қазына»:																										
Грюал Балжит Каур		●	●																							
Карабалин Узакбай Сулейменович	●	●																								
Саткалиев Алмасадам Майданович																										
Энтони Эспина	●	●	●																							
Председатель Правления:																										
Айдарбаев Алик Серикович																										

первый срок
второй срок
Председатели Комитетов

Комитет по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию

- первый срок
- второй срок
- Председатели Комитетов

Комитет по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию

¹. Председатель Совета директоров КМГ.

В 2017 году состав Совета директоров был определен Фондом в количестве девяти человек. Со временем состав сократился и на начало 2019 года Совет директоров состоял из семи членов. В 2019 году последовало избрание еще двух членов. В течение 2019 года в составе Совета директоров КМГ произошли следующие изменения:



4 января 2019 года Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич прекратил свои полномочия в качестве члена Совета директоров КМГ;	29 апреля 2019 года Виана Палья да Силва Луис Мария был избран членом Совета директоров — независимым директором КМГ;	20 мая 2019 года Энтони Эспина был избран членом Совета директоров КМГ — представителем интересов Фонда.
--	---	--

Порядок выдвижения и отбора кандидатов в члены Совета директоров определяется Уставом КМГ и иными нормативными документами, осуществляется Общим собранием акционеров совместно с Председателем Совета директоров и Председателем Комитета по назначениям и вознаграждениям и обусловлен принципами прозрачности, справедливости и профессионализма при осуществлении поиска и найма кандидатур.

Члены Совета директоров избираются из числа предложенных к избранию в качестве представителей акционеров и иных лиц. Кандидаты в члены Совета директоров должны обладать

знаниями, навыками и опытом, необходимыми для выполнения должностных функций и обеспечения роста долгосрочной стоимости и устойчивого развития Компании, а также иметь безупречную деловую репутацию.

Председатель Совета директоров избирается Общим собранием акционеров.

Независимые директора отбираются в соответствии с утвержденными Правилами отбора независимых директоров компаний, входящих в Группу компаний АО "Самрук-Қазына".

Срок полномочий Совета директоров составляет три года. Члены Совета директоров могут быть переизбраны на срок больше шести лет подряд при особом рассмотрении с учетом необходимости качественного обновления состава Совета директоров. В исключительных случаях допускается избрание на срок более девяти лет (для независимых директоров в этом случае будет подготовлено детальное и убедительное обоснование такой необходимости, которое раскрывается Компанией всем заинтересованным сторонам).

СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПО КОМПЕТЕНЦИЯМ



Уолтон К.Д.

Транспорт, нефтегазовая отрасль, финансы



Айдарбаев А.С.

Нефтегазовая отрасль



Саткалиев А.М.

Нефтегазовая отрасль, приватизация



Карабалин У.С.

Нефтегазовая отрасль



Грюал Б.К.

Стратегия, финансы



Энтони Э.

Фондовые рынки



Дайер Ф.Д.

Финансы, аудит, управление рисками



Уайт С.Д.

Нефтегазовая отрасль, стратегия



Палья Л.М.

Нефтегазовая, нефтехимическая отрасли, управление персоналом

Структура Совета директоров по различным направлениям характеризуется сбалансированностью состава с точки зрения профессиональных знаний и навыков.

СОСТАВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ



Уолтон Кристофер Джон

Председатель Совета директоров КМГ,
независимый директор

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2014 года.

Дата рождения: 19 июня 1957 года.

Образование:

- Университет Западной Австралии, бакалавр искусств (политология);
- Университет Западной Австралии, магистр делового администрирования (MBA), финансы;
- почетный член Королевского Аэронавигационного общества;
- почетный член Института директоров.

Опыт работы

Наряду с тем, что является Председателем Совета директоров КМГ, совмещает должности председателя аудита в Агентстве доставки подводных лодок Великобритании и неисполнительного члена Стратегического совета по судостроению для Королевского военно-морского флота.

Является попечителем Гильдии свободных граждан Благотворительного фонда в Лондоне. Не так давно он ушел с временного поста председателя Института директоров Великобритании.

В прошлом занимал должности председателя правления в таких компаниях как муниципальная автобусная компания «Лотиан», Судовой операторский холдинг «Голденпорт» и угледобывающая компания Asia Resource Minerals plc («Азиатские минеральные ресурсы»). Помимо этого, он был старшим независимым директором в нефтедобывающей компании Rockhopper Exploration plc, председателем комитета по аудиту в АО «Қазақстан Темір Жолы», неисполнительным членом Комитета по аудиту и рискам Департамента культуры, средств массовой информации и спорта Великобритании. С 2002 по 2005 год являлся членом Регионального экономического консультативного совета Банка Англии (SE England & Anglia).

Занимал должность финансового директора EasyJet plc, где успешно организовал IPO компании, высокие финансовые и коммерческие должности в крупных австралийских авиакомпаниях: Qantas, Air New Zealand, Australia Post и Australian Airlines. Работал в BP (Австралия), австралийском Сенате и Hamersley Iron.

Является членом суда (и казначеем) Гильдии свободных граждан Лондонского Сити.

Акциями КМГ либо ее дочерних (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних (или) зависимых организаций не совершал.



Айдарбаев Алиқ Серикович

Член Совета директоров КМГ,
Председатель Правления КМГ

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2018 года.

Дата рождения: 19 мая 1963 года.

Образование:

- Казахский политехнический институт им. В.И. Ленина, специальность «технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Опыт работы

С 1985 по 1995 год работал оператором-технологом в НГДУ «Жетыбайнефть», затем заместителем начальника цеха поддержания пластового давления НГДУ «Жетыбайнефть» объединения «Мангышлакнефть», начальником участка поддержания пластового давления, начальником цеха добычи нефти и газа, заместителем генерального директора и первым вице-президентом ГАО «Южказ-нефтегаз».

В разные годы занимал должности генерального директора АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ», генерального директора АО «Мангистаумунайгаз», управляющего директора АО НК «КазМунайГаз» по разведке и добыче, генерального директора АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», акима Мангистауской области, первого вице-министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан, заместителя председателя правления АО «Самрук-Қазына».

Акциями КМГ либо ее дочерних (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних (или) зависимых организаций не совершал.



Саткалиев Алмасадам Майданович

Член Совета директоров КМГ, представитель интересов АО «Самрук-Қазына»

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2018 года.

Дата рождения: 31 октября 1970 года.

Образование:

- Стэнфордский университет, Высшая школа бизнеса, Stanford Executive Program (SEP);
- Назарбаев Университет, Высшая школа бизнеса (программа совместно с Duke University's Fuqua School of Business), Executive MBA, магистр «Деловое администрирование (для управленческих кадров)»;
- Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации, магистр экономики;
- Международный институт государственной службы и управления (МИГСУ), кафедра финансов общественного сектора, направление — экономика, программа — финансовая экономика;
- Казахский национальный университет им. аль-Фараби (г. Алматы), специальность «механик, прикладная математика».

Опыт работы

В разные годы работал директором ТОО «ТаССаТ», менеджером, начальником департамента клиринга ЗАО «Национальная компания по транспортировке нефти «КазТрансОйл», вице-президентом по экономике, управляющим директором Представительства г. Нур-Султан, начальником департамента управления проектами АО «Национальная компания по транспортировке нефти «КазТрансОйл», финансовым директором, вице-президентом по экономике АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC».

Занимал должности первого вице-президента АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC», директора-руководителя Группы по АО «KEGOC», директора по управлению электроэнергетическими активами АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук», вице-министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, председателя правления, первого вице-президента, президента АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC», управляющего директора АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», председателя правления АО «Самрук-Энерго», заместителя председателя ОЮЛ «KAZENERGY», руководителя дирекции по управлению активами АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына».

Занимал посты члена Совета директоров АО НК «Қазақстан темір жолы», председателя Совета директоров АО «KEGOC», члена Совета директоров Казахстанской электроэнергетической ассоциации, председателя Казахстанского национального комитета Всемирного энергетического совета (WEC), члена Совета Ассоциации «KAZENERGY», председателя координационного совета Ассоциации «KAZENERGY» по развитию энергетической отрасли, председателя Комитета энергетики Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен», члена Президиума Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен», председателя комитета по энергетическому и электротехническому машиностроению при ОЮЛ «Союз машиностроителей Казахстана».

Получил почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» от Казахстанской Электроэнергетической Ассоциации за работу в области энергетики.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Карабалин Узакбай Сулейменович

Член Совета директоров КМГ,
представитель интересов АО «Самрук-Қазына»

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2016 года.

Дата рождения: 14 октября 1947 года.

Образование:

- Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, специальность «горный инженер»;
- аспирантура Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина;
- кандидат технических наук;
- доктор технических наук;
- академик Национальной и Международной инженерных академий Республики Казахстан.

Опыт работы

В разные годы работал в Южно Эмбинской нефтегазоразведочной экспедиции управления «Казнефтегазоразведка», Казахском научно-исследовательском геолого-разведочном нефтяном институте, территориальном управлении «Прикаспийгеология», Гурьевском филиале Казахского политехнического института им. В.И. Ленина, в отделе промышленности аппарата Президента Республики Казахстан и Кабинета министров Республики Казахстан.

В разные годы занимал должности начальника главного управления нефти и газа Министерства энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан, заместителя Министра энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан, заместителя министра нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан, первого вице-президента и и.о. президента ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл», президента ЗАО «КазТрансГаз», вице-министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, президента АО НК «КазМунайГаз», генерального директора АО «Мангистаумунайгаз», генерального директора АО «Казахстанский институт нефти и газа», Министра нефти и газа Республики Казахстан, первого заместителя Министра энергетики Республики Казахстан.

Занимал посты Председателя Советов директоров ЗАО «КазТрансОйл», ЗАО НК «Транспорт нефти и газа», ЗАО НК «КазМунайГаз» и АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», председателя координационного совета Ассоциации «KazEnergy», члена Наблюдательного совета ТОО «КазРосГаз», члена совета национальных инвесторов при Президенте Республики Казахстан, заместителя председателя Ассоциации «KazEnergy», Председателя Совета директоров Атырауского университета нефти и газа, члена Совета директоров (независимого директора) АО «КИНГ».

Владеет 9 655 простых акций АО «КазТрансОйл».



Грюал Балжит Каур

Член Совета директоров КМГ,
представитель интересов АО «Самрук-Қазына»

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2016 года.

Дата рождения: 2 мая 1976 года.

Образование:

- Университет Хартфордшира, степень бакалавра в области международной экономики (диплом с отличием первой степени);
- Кембриджский университет, программа MBA для руководителей;
- Advanced Executive Education Массачусетского технологического института (MIT), Слоунская школа менеджмента по блокчейн-технологиям.

Опыт работы

Осуществляет стратегический надзор за портфелем инвестиций АО «Самрук-Қазына» и консультирует по вопросам разработки корпоративной и инвестиционной стратегии.

Имеет 18-летний международный опыт работы на руководящих должностях в государственных инвестиционных фондах и глобальных инвестиционных банках. Была советником в Азиатском банке развития (Западно-азиатская миссия), управляющим директором и вице-председателем отдела инвестиционных исследований Кувейтского финансового дома. Являлась вице-президентом в Maybank Group (Малайзия) и руководителем по исследованиям инвестиционно-банковской деятельности в ABN AMRO и Deutsche Bank.

Имеет большой опыт в области стратегии, инвестиционного консалтинга и национальных экономических стратегий на развивающихся рынках. Работала в тесном сотрудничестве с ЕЦБ, МВФ, Всемирным банком и различными руководящими органами в области регулирования и стратегического развития. Является обладателем 18 международных наград в сфере инвестиций, а также имеет большой опыт работы в нефтегазовой сфере развивающихся рынков. Является важной фигурой в защите интересов женщин в области финансов.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершала.



Эспина Энтони

Член Совета директоров КМГ, представитель интересов АО «Самрук-Қазына»

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2019 года.

Дата рождения: 27 июня 1948 года.

Образование:

- Университет Южного Квинсленда, бакалавр бизнеса.

Опыт работы:

Начал карьеру в качестве компьютерного программиста в Австралии в 1969 году. В 1971 году вернулся в Гонконг, где работал аналитиком компьютерных систем, разрабатывая бизнес-приложения для крупнейшего судостроителя. В 1973 году начал работу в компании Arthur Andersen & Co. в качестве аудитора, а в 1982 году был повышен до партнера. Среди его клиентов были крупные банки, страховые компании, компании по управлению фондами и Правительство Гонконга. За это время, помимо оказания помощи международным банкам в разработке стратегических ИТ-планов и внедрении банковских систем, разработал базу данных по жилью для Управления жилищного хозяйства Гонконга, где проживало более 3 млн от общего населения Гонконга (7,5 млн человек).

В 1986 году приступил к работе в Deloitte в качестве партнера, отвечающего за консалтинг. Во время работы в Deloitte, был прикомандирован к Правительству Гонконга и разработал Центральную систему клиринга и расчетов для Гонконгской фондовой биржи.

В 1991 году основал собственный бизнес по торговле ценными бумагами и инвестиционному консультированию. В 2005 году был председателем гонконгской Ассоциации ценных бумаг и в настоящее время является постоянным почетным президентом Ассоциации. В 2012 году консультировал по вопросам приобретения АТФ Банка, входящего в десятку крупнейших банков Казахстана, а в мае 2013 года стал председателем правления АТФ Банка. В апреле 2019 года ушел с поста председателя правления. С июля 2014 года до мая 2017 года являлся независимым директором ЕНПФ, центрального сберегательного фонда Казахстана.

Работает по совместительству:

- Независимый неисполнительный член Совета директоров China Cloud Copper Company Limited (зарегистрирована на Гонконгской Фондовой Бирже);
- Неисполнительный член Совета директоров АТФ Банка в Казахстане (зарегистрирован на Казахстанской Фондовой Бирже, Казахстан).

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Дайер Филип Джон

Член Совета директоров КМГ, независимый директор

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2018 года.

Дата рождения: 5 января 1951 года.

Образование:

- Королевский колледж Лондонского университета, бакалавр в области права (LLB);
- научный сотрудник Института дипломированных бухгалтеров Англии и Уэльса.

Опыт работы

Получив квалификацию дипломированного бухгалтера, построил карьеру в области корпоративных финансов в сфере инвестиционно-банковской деятельности, работая с рядом ведущих банков.

В 2005 году покинул ABN AMRO Hoare Govett и с тех пор являлся независимым директором ряда компаний в сфере нефти и газа, программного обеспечения и сектора финансовых услуг. В 2006 году работал в качестве консультанта ПАО НК «Роснефть» в ходе успешного вывода компании на IPO.

В настоящее время является членом Советов директоров ПАО «Северсталь», VTB Capital plc и The Parkmead Group.

С 2010 по 2018 год являлся членом Совета директоров АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Уайт Стивен Джеймс

Член Совета директоров КМГ, независимый директор

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2017 года.

Дата рождения: 20 января 1966 года.

Образование:

- Эдинбургский университет, бакалавриат — геофизика (BSc Hons);
- Колледж им. Лестера Пирсона, международный бакалавриат.

Опыт работы

Имеет большой опыт работы в нефтегазовой отрасли. В разные годы занимал должности руководителя группы по разработке месторождения в Shell, директора по совместным предприятиям и инфраструктуре европейского филиала Shell EP, коммерческого директора, директора по развитию бизнеса, директора по непроизводственным активам, руководителя группы разведки CLYDE Petroleum BV, вице-президента по разведке и добыче, руководителя бразильского филиала Shell EP, старшего вице-президента по коммерческим вопросам BG Group, директора по производственным вопросам и руководителя по разведке и добыче GALP ENERGIA. С апреля 2017 года по декабрь 2019 года, занимал пост Исполнительного председателя Genel Energy plc.

В настоящее время является неисполнительным директором Echo Energy plc. Являлся неисполнительным Председателем Совета директоров Sound Energy plc, а также входил в состав Совета директоров Galp Energia, крупнейшей компании Португалии, в качестве исполнительного директора. В указанных компаниях был членом и председателем комитетов по назначениям, по вознаграждениям, по аудиту, по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Виана Палья да Силва Луис Мария

Член Совета директоров КМГ, независимый директор

Входит в состав Совета директоров КМГ с 2019 года.

Дата рождения: 18 февраля 1956 года.

Образование:

- Instituto Superior de Economia, бакалавр экономических наук;
- Universidade Católica Portuguesa, бакалавр экономических наук, менеджмент и деловое администрирование;
- Университет Пенсильвании (Уортонская школа экономики), программа для руководителей;
- Бизнес-школа INSEAD, основные стратегические вопросы розничной торговли в современном мире;
- Университет Вирджинии (Дарденская школа), обеспечение органического роста.

Опыт работы

С 1981 по 1986 год работал в ведущей португальской компании по производству продукции неорганической химии в качестве менеджера. С 1987 по 1992 год работал в ведущей португальской компании по выпуску листового стекла COVINA (Companhia Vidreira Nacional) в качестве финансового директора.

На протяжении трех лет занимал должность Государственного секретаря по вопросам торговли, ответственного за внешнюю торговлю и контроль над национальными органами по инвестициям, внешней торговле, безвредности пищевых продуктов и антимонополии Правительства Португалии.

С 1995 по 2001 год в качестве финансового директора вывел CIMBOR в число крупнейших компаний в регионе по производству цемента, бетона, растворов, извести и других строительных материалов посредством сделок по слияниям и поглощениям. В 2001 году приступил к работе в компании Jerónimo Martins (JM) в должности финансового директора и в последующем, с 2004 по 2010 год, занимал должности генерального директора и финансового директора в Группе компаний JM. В течение указанного периода JM вошла в тройку лидирующих компаний по рыночной капитализации на португальской фондовой бирже. Последние годы работал Вице-Президентом Совета директоров и руководителем по производственным вопросам отдела переработки и маркетинга нефти Galp Energia. На этой позиции отвечал за развитие двух нефтеперерабатывающих заводов в Португалии.

С 2015 года по настоящее время занимает должность Председателя Совета директоров PHAROL.

В разные годы занимал посты председателя Apetro (португальская ассоциация нефтяных компаний), независимого члена Совета директоров и комитета по аудиту NYSE Euronext (Нью-Йорк) и председателя португальской Ассоциации рынков капитала (АЕМ). В настоящий момент занимает посты независимого члена Совета директоров Nutrinveste (ведущей португальской компании по производству оливкового масла), председателя комитета по аудиту Seguradoras Unidas (страховая компания в Португалии с присутствием в Анголе и Мозамбике) и Председателя общего собрания и члена Наблюдательного совета EDP Electricidade de Portugal (ведущая электроэнергетическая компания Португалии, зарегистрированная в Euronext Lisbon).

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.

РАБОТА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2019 ГОДУ

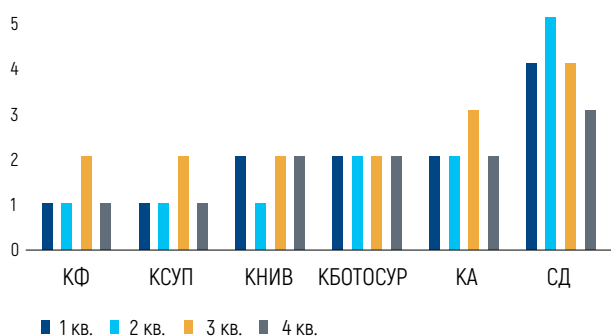
В 2019 году Совет директоров провел 18 заседаний, на которых было рассмотрено 307 вопросов.

В разрезе Комитетов:

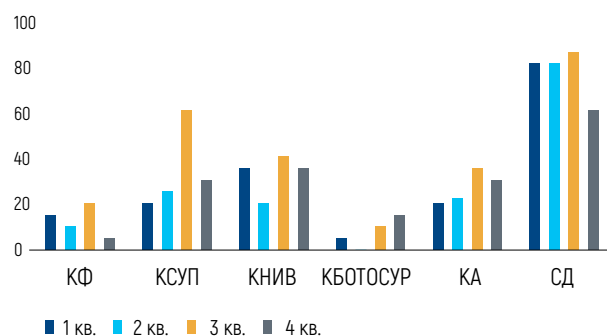
- Комитет по финансам (КФ): пять заседаний, 46 вопросов;
- Комитет по стратегии и управлению портфелем (КСУП, ранее — Комитет по стратегии и инновациям): пять заседаний, 125 вопросов;
- Комитет по назначениям и вознаграждениям (КНИВ): семь заседаний, 99 вопросов;
- Комитет по аудиту (КА): девять заседаний, 110 вопросов;
- Комитет по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию (КБОТОСУР): три заседания, 36 вопросов.

В 2019 году Совет директоров уделял особое внимание вопросам актуализации Стратегии развития КМГ, обеспечения финансовой устойчивости, управления инвестиционными проектами и проблематике устойчивого развития, вопросам совершенствования корпоративного управления, внутреннего аудита и управления рисками, разработке ключевых показателей деятельности менеджмента, вопросам цифровой трансформации, а также вопросам безопасности и благополучия сотрудников.

КОЛИЧЕСТВО ЗАСЕДАНИЙ



КОЛИЧЕСТВО РАССМОТРЕННЫХ ВОПРОСОВ



Участие членов Совета директоров в заседаниях Совета директоров и его комитетов в 2019 году

Член Совета директоров	Заседания за 2019 год					
	Совет Директоров	Комитет по аудиту	Комитет по назначениям и вознаграждениям	Комитет по стратегии и управлению портфелем	Комитет по финансам	Комитет по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию
Уолтон Кристофер Джон	18/18	–	7/7	5/5	5/5	3/3
Уайт Стивен Джеймс	18/18	9/9	7/7	5/5	5/5	3/3
Дайер Филип Джон	18/18	9/9	7/7	5/5	5/5	3/3
Виана Палья да Силва Луис Мария ¹	11/11	5/5	4/4	3/3	3/3	2/2
Грюал Балжит Каур	18/18	–	–	5/5	5/5	–
Карабалин Узакбай Сулейменович	18/18	–	7/7	5/5	–	2/3
Саткалиев Алмасадам Майданович	18/18	–	–	–	–	–
Энтони Эспина ²	11/11	–	4/4	3/3	3/3	–
Айдарбаев Алик Серикович	18/18	–	–	–	–	–

Примечание: первая цифра показывает количество заседаний, в которых член Совета директоров принимал участие, вторая — общее количество заседаний, в которых член Совета директоров мог принять участие

¹. Избран в состав Совета директоров КМГ – независимый директор от 29 апреля 2019 года.

². Избран в состав Совета директоров КМГ – представителем интересов Фонда от 20 мая 2019 года.

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ЕГО РОЛЬ

Председатель Совета директоров отвечает за общее руководство Советом директоров, обеспечивает полную и эффективную реализацию Советом директоров его основных функций и построение конструктивного диалога между членами Совета директоров, крупными акционерами и Правлением.

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРЕЕМСТВЕННОСТИ В СОВЕТЕ ДИРЕКТОРОВ, ВВЕДЕНИЕ В ДОЛЖНОСТЬ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ

В настоящее время Компанией разрабатывается программа преемственности членов Совета директоров, которая связана с разработкой соответствующей программы в отношении членов Правления КМГ. Завершение данной работы ожидается в 2020 году.

В КМГ действует Программа введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров КМГ (далее — Программа), утвержденная Советом директоров в 2017 году. В марте 2019 года в Программу решением Совета директоров были внесены изменения и дополнения по результатам анализа лучших корпоративных практик. В частности, результаты прохождения Программы теперь будут учитываться при оценке деятельности членов Совета директоров.

Корпоративный секретарь ведет мониторинг исполнения Программы, то есть фактического прохождения ее всеми вновь избранными членами Совета директоров. В течение 2019 года Программу прошли вновь избранные члены Совета директоров КМГ Эспина Э. и Палья Л.М., в том числе с посещением ряда производственных объектов.

Члены Совета директоров на регулярной основе проходят обучение в соответствии с утвержденной программой. 1 июля 2019 года все члены Совета директоров приняли участие в тренинге «Мировые тенденции в области устойчивого развития и их влияние на организации», проведенном компанией Ernst & Young.

НЕЗАВИСИМЫЕ ДИРЕКТОРА И ИХ РОЛЬ

Независимые директора соответствуют всем законодательным критериям независимости, а также порядку отбора независимых директоров компаний АО «Самрук-Қазына» и Кодексу корпоративного управления КМГ.

Придерживаясь лучших международных практик, Компания стремится к соответствию своих независимых директоров высоким стандартам, и заявляет об отсутствии иных обстоятельств, которые могут ухудшить или могут показаться ухудшающими независимость директора.

СТРАХОВАНИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

В соответствии с установленными внутренними стандартами, на основании лучшей международной практики КМГ на ежегодной основе осуществляет страхование гражданско-правовой ответственности должностных лиц Компании, в том числе членов Совета директоров.

Страхование обеспечивает материальную защиту директоров и руководителей от возможных исков, которые могут возникнуть вследствие непреднамеренных и (или) ошибочных действий должностных лиц. Полис D&O покрывает расходы на судебную защиту директоров и финансовые расходы от любых требований, предъявленных к директорам в связи с исполнением ими своих обязанностей.

Группа отбирает местного страховщика по итогам проведения конкурсных процедур, при этом обязательным условием является перестрахование не менее 95% доли риска на рынке с рейтингом надежности не ниже «А–» по шкале Standard & Poors.

Страховая сумма (лимит ответственности) — 100 млн долл. США. Территория страхования — весь мир.

Полисные условия D&O Группы соответствуют лучшим казахстанским и зарубежным практикам страхования ответственности директоров и руководителей компаний.

УПРАВЛЕНИЕ КОНФЛИКТОМ ИНТЕРЕСОВ

Совет директоров и в первую очередь независимые директора активно участвуют в обсуждении вопросов, касающихся возможного возникновения конфликта интересов (подготовка финансовой и нефинансовой отчетности, заключение сделок, в отношении которых имеется заинтересованность, выдвижение кандидатов в состав исполнительного органа, установление вознаграждения членам исполнительного органа). На текущий момент председателями всех комитетов при Совете директоров являются независимые директора, а в состав Комитета по аудиту входят только независимые директора.

Кроме того, Филипп Дайер является неисполнительным председателем VTB Capital plc («ВТБ»). КМГ время от времени привлекает ВТБ для оказания КМГ консультационных услуг. В таких случаях, Филип Дайер не принимает участия в принятии решения о привлечении ВТБ и не получает прямой или косвенной выгоды от привлечения консультанта.

Конфликтов интересов, связанных с участием членов Совета директоров или Правления в работе органов управления других организаций, не имеется.

ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

В соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ Совет директоров, комитеты и члены Совета директоров должны оцениваться на ежегодной основе в рамках структурированного процесса, утвержденного Советом директоров. Данный процесс должен соответствовать методологии Фонда. При этом не реже одного раза в три года оценка проводится с привлечением независимой профессиональной организации.

В 2020 году КМГ в соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ планирует провести оценку Совета директоров, комитетов и членов Совета директоров, а также Корпоративного секретаря с привлечением независимой профессиональной организации. Указанную оценку, независимый консультант намерена провести в первой половине 2020 года, результаты которой будут детально рассмотрены на заседании комитета Совета директоров по назначениям и вознаграждениям.

Независимый консультант является исключительно внешним оценщиком деятельности Совета директоров и не имеет какой-либо другой связи с Компанией или отдельными членами Совета директоров или Правления.

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ



Шарипов Дамир Валерьевич

Гражданство: Республика Казахстан

Дата рождения: 22 января 1980 года.

Образование:

- Казахский государственный национальный университет им. аль-Фараби, факультет международных отношений, специальность «международное право»;
- сертифицированный Корпоративный секретарь; сертифицированный тренер в области корпоративного управления для корпоративных секретарей; действующий тренер ЧУ «Корпоративный университет «Самрук-Қазына».

Опыт работы:

С 2001 по 2007 год работал на различных должностях на месторождении Тенгиз в Атырауской области; с 2007 по 2012 год — в АО «Банк Развития Казахстана»; с 2012 по 2014 год — в АО НК «КазМунайГаз» и АО «КазТрансГаз».

С 5 января 2015 года является Корпоративным секретарем КМГ.

С 1 февраля 2019 года Шарипов Д.В. был избран в состав комитета корпоративных секретарей Национального совета по корпоративному управлению при Президиуме Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен», а с 16 декабря 2019 года вошел в состав Ассоциации «Национальное объединение корпоративных секретарей» (Российская Федерация).

Основной задачей корпоративного секретаря является обеспечение поддержания систематических коммуникаций между КМГ и акционерами, акционерными и Советом директоров, Службой внутреннего аудита, Правлением и иными органами КМГ, между КМГ и его ключевыми дочерними и зависимыми организациями.

Основные обязанности Корпоративного секретаря включают содействие в своевременном и качественном принятии корпоративных решений со стороны Совета директоров, акционеров, выполнение роли советника для членов Совета директоров по всем вопросам их деятельности и применения положений Кодекса корпоративного управления КМГ, а также мониторинг за реализацией Кодекса корпоративного управления КМГ. Корпоративный секретарь отвечает за процесс совершенствования практики корпоративного управления в КМГ. Корпоративный секретарь является работником Компании, осуществляющим свои обязанности на независимой основе и подотчетным Совету директоров.

ОТЧЕТ О РАБОТЕ КОМИТЕТОВ ПРИ СОВЕТЕ ДИРЕКТОРОВ

Участвуя в работе Комитетов члены Совета директоров фокусируются на детальном рассмотрении и анализе взаимосвязанных функций, вопросов и направлений. Заседания комитетов проходят с участием приглашенных экспертов, бизнес-лидеров и иных заинтересованных лиц. Комитеты вносят рекомендации Совету директоров для принятия соответствующего решения.

Функции и задачи комитетов Совета директоров

Комитет	Задачи
Комитет по стратегии и управлению портфелем	Комитет действует в целях оказания содействия Совету директоров путем разработки и представления рекомендаций по вопросам: • Стратегии развития и инвестиционной политики, в том числе приоритетных направлений деятельности; • обеспечения надлежащего планирования финансово-хозяйственной деятельности КМГ; • проведения мониторинга трансформации КМГ; • повышения инвестиционной привлекательности КМГ.
Комитет по назначениям и вознаграждениям	Комитет действует в целях оказания содействия Совету директоров путем разработки и представления рекомендаций по вопросам: • планирования преемственности Совета директоров и Правления; • обеспечения постоянной и объективной оценки деятельности Совета директоров, Правления, Корпоративного секретаря и иных работников; • обеспечения эффективной кадровой политики, системы оплаты труда и вознаграждения, профессионального развития должностных лиц и работников.
Комитет по финансам	Комитет действует в целях оказания содействия Совету директоров в проведении эффективной финансовой политики КМГ путем разработки и представления рекомендаций по вопросам: • обеспечения постоянной и эффективной оценки финансового состояния; • мониторинга за соответствием между собственным и заемным капиталом, финансовой структурой и финансовой стратегией, которое бы удовлетворяло ближайшим и долгосрочным стратегическим целям и планам; • предварительного рассмотрения и осуществления контроля за реализацией инвестиционных проектов.
Комитет по аудиту	Комитет действует в целях оказания содействия Совету директоров путем разработки и представления рекомендаций по вопросам: • установления эффективной системы контроля за финансово-хозяйственной деятельностью; • контроля за надежностью и эффективностью систем внутреннего контроля и управления рисками, а также за исполнением документов в области корпоративного управления; • контроля за процессом внешнего и внутреннего аудита; • проверки годовой и квартальной финансовой отчетности Компании; • контроля за соблюдением комплаенс.
Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию	Комитет был создан в конце 2018 года в целях оказания содействия Совету директоров по вопросам: • обеспечения безопасности, охраны труда и окружающей среды; • внедрения принципов устойчивого развития в стратегическое планирование и социально-экономическое развитие КМГ; • социальных обязательств и программ КМГ в рамках заключенных контрактов на недропользование; • мониторинга экологической эффективности КМГ.

КОМИТЕТ ПО ФИНАНСАМ



ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОМИТЕТА ПО ФИНАНСАМ

В 2019 году Комитет являлся координатором усилий КМГ в части улучшения финансового положения Компании, в том числе и по вопросам ее финансовой устойчивости. Наиболее важными транзакциями, направленными на снижение чистого долга и улучшение показателей ликвидности КМГ, была сделка по досрочному погашению обязательств в рамках авансирования поставок нефти ТШО.

Вопрос финансовой устойчивости рассматривается Комитетом на регулярной основе, с подробными и эффективными обсуждениями, ориентированными на анализ влияния на уровень ликвидности КМГ различных сценариев цены на нефть, реализации существенных инвестиционных проектов, транзакций слияния и поглощения, финансирования крупных инвестиционных проектов и т.д. Комитетом также были рассмотрены вопросы, связанные с пересмотром отдельных ковенантных условий по ранее выпущенным КМГ еврооблигациям. На постоянной основе Комитет вырабатывает рекомендации по использованию различных подходов к подготовке финансовой отчетности.

Председатель
Комитета Совета директоров по финансам,
независимый директор
Уолтон К.Д.

Участие членов Комитета в заседаниях в 2019 году

Член Комитета	Номер и дата заседания Комитета					
	1/2019 06.03.2019	2/2019 08.05.2019	3/2019 02.07.2019	4/2019 02.09.2019	5/2019 05.11.2019	Доля участия, %
Уайт С.Д.	+	+	+	+	+	100
Уолтон К.Д.	+	+	+	+	+	100
Дайер Ф.Д.	+	+	+	+	+	100
Грюал Б.К.	+	+	+	+	+	100
Палья Л.М. ¹			+	+	+	100
Эспина Э. ²			+	+	+	100

¹. Избран в состав Совета директоров от 29 апреля 2019 года.

². Избран в состав Совета директоров от 20 мая 2019 года.

Всего в 2019 году было проведено пять заседаний Комитета по финансам, на которых рассмотрено около 100 вопросов.

В состав Комитета по финансам входят:

1. Уолтон Кристофер Джон — Председатель Комитета с августа 2017 года;
2. Уайт Стивен Джеймс — с августа 2017 года;
3. Грюал Балжит Каур — с августа 2017 года;
4. Дайер Филип Джон — с мая 2018 года;
5. Виана Палья да Силва Луис Мария — с июня 2019 года;
6. Эспина Энтони — с июня 2019 года.

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ КОМИТЕТОМ ПО ФИНАНСАМ В 2019 ГОДУ

- Вопросы финансовой устойчивости (на каждом заседании), включая:
 - сценарное планирование денежных потоков с учетом цен на нефть, основных обязательств КМГ и Группы компаний КМГ, реализации социальных проектов и т.п.;
 - рассмотрение мероприятий по повышению финансовой и валютной устойчивости КМГ и Группы компаний КМГ;
 - управление обязательствами и ликвидностью, в том числе путем пересмотра выпусков и условий размещения еврооблигаций;
 - выработка оптимальной структуры капитала КМГ и трансфертного ценообразования;
 - установление лимитов по балансовым и внебалансовым обязательствам на банки-контрагенты АО НК «КазМунайГаз».
- Цепочки создания стоимости АО НК «КазМунайГаз» по направлениям «Нефть — Нефтепродукты» и «Газ» на 2020–2024 годы.
- Рассмотрение некоторых вопросов возможного выхода КМГ на IPO.
- Взаимодействие АО НК «КазМунайГаз» с инвесторами.

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ



Всего в 2019 году было проведено семь заседаний Комитета по назначениям и вознаграждениям, на которых рассмотрено около 99 вопросов.

В состав Комитета по назначениям и вознаграждениям входят:

1. Виана Палья да Силва Луис Мария — Председатель Комитета с июня 2019 года;
2. Дайер Филип Джон — с мая 2018 года;
3. Уолтон Кристофер Джон — с августа 2017 года;
4. Уайт Стивен Джеймс — с августа 2017 года;
5. Карабалин Узакбай Сулейменович — с августа 2017 года;
6. Эспина Энтони — с июня 2019 года.

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОМИТЕТА ПО НАЗНАЧЕНИЯМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

В 2019 году работа Комитета была направлена на обеспечение эффективной кадровой политики, планирование преемственности, системы оплаты труда и вознаграждения, социальной поддержки, профессионального развития и обучения должностных лиц и работников КМГ. Кроме того, в рамках своей компетенции Комитет рассматривал вопросы по составу Совета директоров КМГ и его комитетов, в том числе с целью соблюдения рекомендаций по назначению в качестве председателей комитетов отдельных независимых директоров. Комитет уделял внимание вопросам Правления, наблюдательных советов и исполнительных органов дочерних компаний КМГ, вопросам формирования ключевых показателей деятельности исполнительного руководства Группы компаний КМГ.

С целью соблюдения баланса навыков и компетенций в составе Совета директоров в 2018 году впервые была разработана и утверждена матрица навыков и компетенций членов Совета директоров, которая была повторно рассмотрена в марте 2019 года с учетом обновленного состава Совета директоров. В ноябре 2019 года на рассмотрение Комитета была представлена заполненная членами Совета директоров сводная матрица и выработана рекомендация в будущем использовать ее при поиске кандидатов в состав Совета директоров.

Отдельное внимание Комитет уделял системе оплаты труда и мотивирования работников КМГ, включая нематериальное мотивирование, а также развитию института омбудсмена и функции комплаенс в Группе компаний КМГ.

Комитет продолжает уделять внимание профессиональному росту работников КМГ, обеспечивая благоприятную, меритократическую и прогрессивную среду.

Обращая внимание на социальную ответственность и вовлеченность, Комитет будет и впредь обеспечивать разрешение социальных проблем, в том числе ситуаций социальной напряженности в регионах, проблем безработицы, способствовать реализации программ социальной поддержки Компании как для работников КМГ, так и для работников дочерних компаний.

**Председатель Комитета по назначениям и вознаграждениям, независимый директор
Виана Палья да Силва Луис Мария**

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ КОМИТЕТОМ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ В 2019 ГОДУ

- Определение профиля навыков, знаний и опыта для кандидатов в состав Совета директоров КМГ с учетом текущих потребностей КМГ и ее долгосрочной стратегии развития;
- О составе Совета директоров КМГ;
- О Комитетах Совета директоров КМГ. Анализ предложений, представленных для участия в тендере в рамках консультативных услуг по политике вознаграждения, и выработка рекомендаций Совету директоров КМГ;
- Разработка плана работы Комитета Совета директоров КМГ по назначениям и вознаграждениям на 2020 год;
- Утверждение Правил поиска и подбора кандидатов на должности CEO-1 КМГ;
- О Дереве КПД КМГ на 2020 год;
- Информация о состоянии социальной напряженности среди работников Группы компаний КМГ и их подрядных организаций, предлагаемые решения и долгосрочные действия;
- Об утверждении типового положения об омбудсмене дочерних компаний КМГ;
- О внесении дополнений в Программу введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров КМГ;
- Утверждение карт мотивационных ключевых показателей деятельности руководящих работников КМГ и их целевых значений на 2019 год;
- Об утверждении Плана обучения и Программы профессионального развития членов Совета директоров КМГ;
- Информация по прикомандированию работников КМГ;
- О планировании преемственности по Группе компаний КМГ.

Участие членов Комитета в заседаниях в 2019 году

Член Комитета	Номер и дата заседания Комитета								
	1/2019 04.02.2019	2/2019 06.03.2019	3/2019 06.05.2019	4/2019 02.07.2019	5/2019 30.05.2019	6/2019 06.11.2019	7/2019 07.11.2019	Доля участия, %	
Дайер Ф.Д.	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Уолтон К.Д.	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Уайт С.Д.	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Карабакин У.С.	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Палья Л.М. ¹				+	+	+	+	+	100
Эспина Э. ²				+	+	+	–	+	80
Баймуратов Е.У. ³	–					Выведен из состава Комитета			

¹. Избран в состав Совета директоров от 29 апреля 2019 года.

². Избран в состав Совета директоров от 20 мая 2019 года.

³. Прекратил свои полномочия в качестве члена Совета директоров КМГ от 4 января 2019 года.

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ И УПРАВЛЕНИЮ ПОРТФЕЛЕМ



ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИИ И УПРАВЛЕНИЮ ПОРТФЕЛЕМ

В 2019 году Комитета по стратегии и управлению портфелем сосредоточил свою работу на долгосрочной стратегии КМГ, отдельно выделяя стратегию по газу. В целом деятельность Комитета сфокусирована на приросте запасов, увеличении объемов добычи как естественным путем, так и за счет проектов по слиянию и поглощению. Большое внимание уделялось проектам геологоразведки, включая проекты слияния и поглощения. В рамках каждого заседания Комитет заслушивал отчетную информацию по крупным месторождениям Кашаган, Карачаганак, Тенгиз, а также статус-отчеты по программам трансформации, приватизации и дивестициям. Была продолжена работа по межсегментному анализу цепочки создания стоимости в бизнесе Компании, разработке плана корректирующих действия, а также анализу транспортировки и маркетингу нефти и газа.

Кроме того, Комитет инициировал рассмотрение концепции системы управления дочерними и зависимыми организациями КМГ через Советы директоров / Наблюдательные советы с целью эффективного каскадирования решений КМГ в ДЗО. В сфере закупок была продолжена работа по обеспечению превалирования качества над ценой путем активного участия в разработке новой системы закупок. При этом внимание Комитета было акцентировано на обеспечении конкурентного рынка нефтесервисных услуг, а также ответственности бизнеса при задержках в процедурах закупок.

Помимо прочего, Комитет сосредоточил внимание на деятельности ТОО «КМГ Инжиниринг» в рамках формирования центров компетенций, включая проекты по развитию технических стандартов компетентности. Комитетом был рассмотрен серьезный сравнительный анализ для количественной оценки потерь на нефтеперерабатывающих заводах Компании.

Всего в 2019 году было проведено пять заседаний Комитета по стратегии и управлению портфелем, на которых рассмотрено 125 вопросов.

В состав Комитета по стратегии и управлению портфелем входят:

1. Уайт Стивен Джеймс — Председатель Комитета с мая 2018 года;
2. Уолтон Кристофер Джон — с августа 2017 года;
3. Карабакин Узакбай Сулейменович — с августа 2017 года;
4. Грюал Балжит Каур — с августа 2017 года;
5. Дайер Филип Джон — с мая 2018 года;
6. Виана Палья да Силва Луис Мария — с июня 2019 года;
7. Эспина Энтони — с июня 2019 года.

Комитет фокусировался на вопросах повышения инвестиционной привлекательности КМГ наряду с другими стратегическими вопросами, отнесенными к компетенции Совета директоров. Значительные усилия Комитета были направлены на формирование инвестиционного портфеля КМГ с учетом приоритизации проектов, установление критериев для принятия инвестиционного решения, включая минимально допустимый индекс рентабельности, источники и условия финансирования.

Вместе с тем, Комитет поддержал возможность участия в M&A сделке, а также рассмотрел небольшие сделки в рамках приобретения и дивестиции в течение года.

Комитетом были внесены поправки в процедуры Компании для того чтобы во всех сделках проводилась идентификация конечных бенефициарных собственников, а также были обязательными Комплаенс и прочие проверки.

Председатель Комитета по стратегии и управлению портфелем, независимый директор
Стивен Уайт

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ КОМИТЕТОМ ПО СТРАТЕГИИ И УПРАВЛЕНИЮ ПОРТФЕЛЕМ В 2019 ГОДУ

- Стратегия КМГ по газу. Стратегия по обеспечению конкурентного рынка по услугам, предоставляемым нефтяному бизнесу.
- Об утверждении изменений и дополнений в Стратегию развития КМГ.
- Стратегия в отношении зрелых месторождений.
- Утверждение Дорожной карты программы цифровой трансформации КМГ на 2019–2024 годы.
- Программа трансформации КМГ, программы приватизации и дивестиций по Группе компаний КМГ.
- Концепция системы управления дочерними и зависимыми организациями КМГ через Советы директоров / Наблюдательные советы. Определение ответственного структурного подразделения в КМГ за координацию деятельности в области инноваций и формирования собственного бюджета КМГ на поддержку исследований или реализации инновационных проектов.
- Согласование инвестиционных проектов.
- Рассмотрение консолидированного Плана развития КМГ на 2020–2024 годы.
- Информация по потерям и сжиганию топлива на нефтеперерабатывающих заводах.
- Полный межсегментный анализ в цепочке создания стоимости.
- Процесс распределения сырой нефти на внутренний рынок.
- Добыча метана угольных пластов Карагандинского угольного бассейна.
- Информация по инвестиционному портфелю КМГ на 2020–2024 годы.
- Проекты геологоразведки.
- Внедрение процесса разработки проекта Stage Gate Management для повышения эффективности управления проектами и планирования капитальных затрат.

Участие членов Комитета в заседаниях в 2019 году

Член Комитета	Номер и дата заседания Комитета					
	1/2019 05.03.2019	2/2019 07.05.2019	3/2019 03.07.2019	4/2019 03.09.2019	5/2019 05.11.2019	Доля участия, %
Уайт С.Д.	+	+	+	+	+	100
Уолтон К.Д.	+	+	+	+	+	100
Дайер Ф.Д.	+	+	+	+	+	100
Карабалин У.С.	+	+	+	+	+	100
Грюал Б.К.	+	+	+	+	+	100
Палья Л.М. ¹			+	+	+	100
Эспина Э. ²			+	+	+	100

^{1.} Избран в состав Совета директоров от 29 апреля 2019 года.

^{2.} Избран в состав Совета директоров от 20 мая 2019 года.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ



В состав комитета по аудиту входят:

1. Дайер Филип Джон — Председатель Комитета с мая 2018 года;
2. Уайт Стивен Джеймс — с августа 2017 года;
3. Виана Палья да Силва Луис Мария — с июня 2019 года.

ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

Комитет по аудиту продолжил мониторинг работы системы внутреннего контроля и управления рисками и деятельности Компании по основным функциональным направлениям, а также рассмотрение отчетности и ключевых решений руководства и, в случае необходимости, направление возражений. Деятельность Комитета полностью соответствовала ожиданиям и перечню функциональных обязанностей Комитета по аудиту, изложенным в Кодексе корпоративного управления КМГ, Положении о Комитете по аудиту и решениях Совета директоров КМГ.

Мы получали на ежеквартальной основе отчеты руководства и внешнего аудитора, отражающие существенные вопросы и решения в области бухгалтерского учета. Эта информация помогает нам вести предметную дискуссию

о степени достоверности, сбалансированности и ясности финансовой отчетности КМГ.

Я хотел бы поблагодарить всех членов Комитета по аудиту за их вклад. Уверен, что их опыт позволит Комитету по аудиту обеспечить эффективную деятельность и финансовую стабильность КМГ.

**Председатель Комитета по аудиту,
независимый директор
Дайер Филип Джон**

ФУНКЦИИ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

Комитет оказывает содействие Совету директоров путем:

- Мониторинга системы внутреннего контроля и управления рисками Компании;
- Обеспечения контроля по проведению внутреннего и внешнего аудита; и
- Рассмотрения квартальной и годовой финансовой отчетности Компании.

ПРОВЕДЕНИЕ ЗАСЕДАНИЙ И УЧАСТИЕ В НИХ

Комитет по аудиту проводит регулярные заседания, в том числе посредством конференц-связи. В 2019 году состоялось девять заседаний Комитета. В течение 2019 года Комитет по аудиту рассмотрел 110 вопросов, в том числе 39 в области внутреннего аудита, 12 в области внешнего аудита, 13 в области управления рисками и 46 прочих вопросов.

Участие членов Комитета в заседаниях в 2019 году

Член Комитета	Номер и дата заседания Комитета									
	1/19 28.01.2019	2/19 05.03.2019	3/19 01.04.2019	4/19 06.05.2019	5/19 02.07.2019	6/19 02.09.2019	7/19 27.09.2019	8/19 06.11.2019	9/19 19.12.2019	Доля участия, %
Дайер Ф. Дж.	+	+	+	+	+	+	+	+	+	100
Палья Л. М. ¹					+	+	+	+	+	100
Уайт С. Дж.	+	+	+	+	+	+	+	+	+	100

¹ Избран в состав Совета директоров от 29 апреля 2019 года.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ОТЧЕТНОМ ГОДУ

РАСКРЫТИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

Комитет по аудиту рассмотрел ежеквартальные и ежегодные консолидированные финансовые отчеты и промежуточные отчеты руководства, уделяя особое внимание таким вопросам, как:

- целостность процесса подготовки финансовой отчетности в Группе КМГ;
- четкость и ясность раскрываемой информации;
- следование учетной политике и принятым решениям.

В ходе рассмотрения указанных отчетов руководство КМГ и внешний аудитор предоставляли Комитету по аудиту уточненные данные о принятых решениях в отношении бухгалтерского учета, а также актуальную информацию о финансовой отчетности и налогообложении.

ВНЕШНИЙ АУДИТ

В стратегии аудита на 2019 год внешний аудитор определил следующие существенные риски, которые необходимо учитывать в ходе аудита:

- обесценение долгосрочных активов;
- соблюдение установленных показателей по обязательствам;
- оценка запасов и ресурсов нефти и газа.

В рамках ежегодного аудита консолидированной финансовой отчетности Компании, Комитет по аудиту запросил ЕУ провести дополнительные процедуры над процессом Группы по начислению и оплате труда в некоторых дочерних компаниях. На дату выхода настоящего годового отчета результаты таких дополнительных процедур еще не были сфинализированы.

Комитет по аудиту утвердил уровень существенности, принятый внешним аудитором при проведении аудита в 2019 году, а также рассмотрел не внесенные в отчетность аудиторские корректировки.

ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Комитет по аудиту также рассмотрел ряд существенных вопросов, связанных с финансовой отчетностью КМГ, в том числе:

- Основные решения и расчетные оценки;
- Действия Комитета по аудиту;
- Заключение/итоги.

Основные решения и расчетные оценки

Учет нефти и газа

(см. примечания 4, 13, 15 и 16 к консолидированной финансовой отчетности)

Для учета затрат по разведке, оценке и разработке, и определению оценочных запасов нефти и газа, КМГ использует технические и коммерческие суждения.

Определение будущих цен на товары Руководством влияют на возмещаемость балансовой стоимости активов.

Суждение необходимо для решения целесообразности наличия нематериальных активов, относящиеся к активам по разведке и оценке.

Возмещаемость балансовой стоимости активов

(см. примечания 4, 13 и 15 к консолидированной финансовой отчетности)

Для оценки балансовой возмещаемой стоимости единиц, генерирующих денежные потоки по переработке и других долгосрочных активов требуется суждение и оценки Руководства по неопределенным вопросам, таким как ассортимент продукции, коэффициенты потерь, ставки дисконтирования, профили производства и влияние инфляции на операционные расходы.

Резервы

(см. примечания 4, 26 и 36 к консолидированной финансовой отчетности)

Основные резервы КМГ касаются обязательств по выбытию активов, экологических обязательств и разрешения споров.

Выбытие активов будет происходить через много лет в будущем, что в свою очередь, представляет значительную неопределенность в отношении точных будущих требований.

КМГ является участником различных юридических действий. Суждение и оценки руководства необходимы по существу любого дела, неопределенности, связанной с результатом судебного разбирательства, и сроками рассмотрения апелляций.

Помимо перечисленных выше решений и оценок, Комитет по аудиту также рассмотрел соблюдение Группой финансовых ковенантов, поскольку это оказывает значительное влияние на предположения о рисках, используемые при подготовке финансовой отчетности.

ОПЛАТА ЗА АУДИТОРСКИЕ И НЕАУДИТОРСКИЕ УСЛУГИ

Комитет по аудиту ежегодно рассматривает структуру выплат, источники их финансирования и порядок ежегодного взаимодействия с внешним аудитором, а также неаудиторские услуги, которые аудитор оказывает Компании на ежегодной основе.

В течение года выплаты¹, подлежащие уплате, внешнему аудитору составили 5,3 млн долл. США (в 2018 году — 5,8 млн долл. США), в том числе 0,4 млн долл. США (в 2018 году — 0,95 млн долл. США) за неаудиторские услуги. Неаудиторские услуги или услуги, не относящиеся к аудиту, представляли собой услуги по подтверждению достоверности информации и другие консультационные услуги.

¹. Без учета НДС.

Действия Комитета по аудиту	Заключение/итоги
Комитетом по аудиту: - Рассмотрены предположения о ценах на товары КМГ. - Рассмотрены ставки дисконтирования КМГ, используемые для теста на обесценение. - Рассмотрена оценка внешнего эксперта объемов нефти и газа. - Рассмотрены списания браунфилдов. - Рассмотрены списания активов относящиеся к активам по разведке и оценке. Комитет удовлетворен проведенным тестом на обесценение и признанными убытками от обесценения активов.	Нефтегазовые активы на 31 декабря 2019 года составили 1 049,8 млрд тенге. На 31 декабря 2019 года активы по разведке и оценке составили 179,9 млрд тенге. Долгосрочные допущения КМГ по ценам на нефть не изменились с 2018 года. В течение 2019 года, обесценение активов по разведке и оценке активов составило 57,2 млрд тенге, которое в основном представлено контрактом на недропользование, планируемого к возврату Правительству.
Рассмотрены оцененные руководством признаки обесценения активов. Комитет по аудиту удовлетворен проведенным тестом на обесценение и признанными убытками от обесценения активов.	Активы НПЗ по переработке на 31 декабря 2019 года составили 1 381,7 млрд тенге. В течение 2019 года сумма обесценения, относящаяся к основным средствам была признана в размере 144,4 млрд тенге, в основном, по следующим единицам, генерирующим денежные потоки: KMG International, буровая установка «Сатти» и Батумский нефтяной терминал.
Рассмотрены предположения о выбытии активов КМГ. Рассмотрены ставки дисконтирования КМГ. Получили разъяснения о текущих значительных спорах, связанных с КМГ. Комитет по аудиту удовлетворен уровнем созданных резервов.	Резерв по выбытию активов составил 154,4 млрд тенге на 31 декабря 2019 года. Ставки дисконтирования, используемые для расчета резерва по выбытию активов, были изменены с 2018 года. В денежном выражении это изменение не было значительным. После принятия решения по урегулированию спора, путем переговоров, связанного с KMG Drilling and Services, был создан резерв по урегулированию спора на сумму 34,1 млрд тенге.

ВНЕШНИЙ АУДИТОР

Согласно решению акционеров от 4 марта 2019 года внешним аудитором финансовой отчетности КМГ на 2019 - 2021 годы признана независимая аудиторская компания ТОО «Эрнст энд Янг».

Назначение аудитора и его независимость

Комиссия, в состав которой входят члены Комитетов по аудиту КМГ и Фонда рассматривает вопрос о назначении нового внешнего аудитора один раз в три года и представляет соответствующую рекомендацию акционерам КМГ. Комитет по аудиту оценивает независимость внешнего аудитора на постоянной основе; предусмотрена ротация аудиторской компании каждые пять лет. Партнеры и руководящие сотрудники, имеющие отношение к аудиту КМГ, не могут быть наняты в Компанию.

Предоставление неаудиторских услуг внешним аудитором

При предоставлении внешним аудитором неаудиторских консалтинговых услуг Комитет по аудиту предварительно одобряет подобные услуги. Также внешний аудитор ежегодно предоставляет разбивку по процентному соотношению неаудиторских услуг к общей доле услуг, оказываемых

КМГ. В соответствии с политикой привлечения аудиторских организаций доля выплат за неаудиторские услуги не должна превышать 50% общей суммы. Доля выплат за неаудиторские услуги внешнему аудитору в 2019 году составила 8,09% от общей стоимости аудиторских и неаудиторских услуг (см. раздел «Оплата за аудиторские и неаудиторские услуги»).

Рассмотрение рисков и механизмов внутреннего контроля

Совершенствование системы внутреннего контроля и управления рисками является одной из ключевых задач КМГ.

В отчетном году Комитет по аудиту проводил регулярные совещания с руководителем Департамента управления рисками для рассмотрения существенных рисков и вопросов внутреннего контроля.

Комитет провел рассмотрение и оценку ежеквартальных отчетов по рискам, заявления о риск-аппетите, регистра рисков и плана мероприятий по управлению рисками, карты рисков, уровней толерантности к рискам, ключевых рисков-показателей, механизмов внутреннего контроля, а также вопросов страхования.

ВНУТРЕННИЙ АУДИТ

Внутренний аудит осуществляется Службой внутреннего аудита КМГ (СВА).

При осуществлении своей деятельности СВА руководствуется законодательством Республики Казахстан, Уставом КМГ, решениями органов КМГ, внутренними документами, регламентирующими работу СВА, Положением о Службе внутреннего аудита КМГ и Руководством по организации внутреннего аудита КМГ.

Годовой план внутреннего аудита разрабатывается с учетом ключевых рисков КМГ, всех этапов процесса аудита и запросов руководства и корректируется на основании специальных запросов Комитета по аудиту и руководства.

Комитет по аудиту не только осуществляет мониторинг результатов деятельности СВА, но и уделяет внимание развитию профессионализма и раскрытию кадрового потенциала сотрудников СВА. Данные вопросы включаются в отчеты СВА и рассматриваются Комитетом по аудиту на ежеквартальной основе. В отчетах отражается выполнение Службой различных задач, таких как сертификация и прохождение тренингов/семинаров в рамках исполнения бюджета подразделения на обучение и повышение квалификации.

Профессионализм сотрудников СВА является основным залогом эффективности функции внутреннего аудита КМГ, поэтому процессу обучения и повышения квалификации отводится важная роль.

На заседаниях Комитета по аудиту в 2019 году были рассмотрены следующие вопросы внутреннего аудита:

1. Годовой отчет СВА по итогам работы за 2018 год;
2. Годовой аудиторский план СВА на 2019 год;
3. Фактические значения карты ключевых показателей деятельности руководителя и сотрудников СВА за 2018 год, перешедших на оплату труда на основе грейдирования;
4. Квартальные отчеты СВА КМГ, в том числе рассмотрение существенных выводов по результатам проведенных аудитов, а также мониторинг исполнения рекомендаций внутренних аудиторов;
5. Формы подтверждения независимости сотрудников СВА;
6. Стратегический план СВА на 2019—2021 годы;
7. Бюджет СВА на 2019 год;
8. КПЭ руководителя и сотрудников СВА на 2019 год;
9. Назначение и увольнение сотрудников СВА КМГ;
10. Дополнения в годовой аудиторский план СВА КМГ на 2019 год.

В рамках анализа отчетов СВА КМГ, в отчетном году Комитет по аудиту принял решение привлечь крупную независимую международную аудиторскую компанию для проведения форензик-аналитики с целью расследования несоблюдения требований внутреннего контроля, выявленного на одном из дочерних предприятий Группы. Расследование подтвердило наличие нарушений, и по его результатам аудитор представил ряд рекомендаций по их устранению. На настоящий момент руководство рассматривает данные рекомендации с целью разработки эффективного плана по устранению нарушений.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ ВНЕШНЕГО И ВНУТРЕННЕГО АУДИТА

В 2019 году было проведено анкетирование по оценке работы внешнего аудитора среди структурных подразделений КМГ, задействованных в работе с внешним аудитором, а также среди членов Комитета по аудиту. Оценка проводилась по результатам анкет и по итогам отдельного обсуждения с участием членов Комитета по аудиту и заинтересованных представителей высшего руководства. Результаты данной оценки обсуждались на заседании Комитета по аудиту и были доведены до сведения внешнего аудитора.

В соответствии с требованиями программы обеспечения и повышения качества работы Службы внутреннего аудита КМГ после каждого проведенного аудита аудируемой стороной заполняется анкета с оценкой работы СВА. Результаты данных оценок консолидируются и включаются в годовой отчет СВА, который одобряется Комитетом по аудиту. Приятно отметить, что руководство КМГ высоко оценивает роль и ценность СВА.

СЛУЖБА КОМПЛАЕНС

Для проведения оценки комплаенс-рисков, анализа недостатков и составления плана по устранению нарушений Службой комплаенс была привлечена независимая международная аудиторская компания. В 2019 году удалось добиться существенного прогресса в реализации данного плана. В 2020 году Комитет по аудиту рассмотрел следующие политики Компании в сфере комплаенс: Кодекс корпоративного поведения, Антикоррупционная политика, Политика по урегулированию конфликта интересов, Регламент проверки контрагентов и Политика информирования о нарушениях.

В целях содействия деятельности недавно образованной Службы комплаенс Комитет по аудиту привлек независимую международную аудиторскую компанию для проведения специальных практических занятий по проверке контрагентов.

Комитет по аудиту осуществляет мониторинг процедур информирования о нарушениях и других каналов передачи информации. По всем поступающим сообщениям о нарушениях проводится проверка.

ПРОЧИЕ ВОПРОСЫ

Комитет по аудиту рассмотрел выполнение Детального плана по совершенствованию корпоративного управления в КМГ.

По поручению Комитета по аудиту СВА проводит регулярные анонимные опросы по вопросам здоровья и безопасности на каждом объекте аудита. Результаты этих опросов отражают ожидания работников предприятий в отношении вопросов здоровья и безопасности и предоставляют ценную информацию руководству КМГ.

КОМИТЕТ ПО БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЕ ТРУДА, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ



ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ КОМИТЕТА ПО БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЕ ТРУДА, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ

Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию при Совете директоров КМГ начал свою деятельность в 2019 году в рамках приверженности Компании целям здоровья, безопасности окружающей среды и устойчивого развития.

В отчетном году Комитет провел три заседания, на которых было рассмотрено 36 вопросов об охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС), стратегическом управлении аспектами ESG, а также об отчетности в области устойчивого развития.

В свете особого внимания к вопросам промышленной безопасности Комитет углубленно изучал показатели и методы обеспечения безопасности как на каждом из наших предприятий, так и у подрядных организаций. Официальная статистика и анализ происшествий на производстве показывает, что за последний период большинство инцидентов связаны с деятельностью подрядных организаций. Данное обстоятельство подтверждает острую необходимость создания в Компании широкой компетенции работы с подрядчиками. В рамках работы со стейкхолдерами и повышения ответственности поставщиков планируется разработка и утверждение рамочного документа, описывающего основополагающие принципы и ожидания Компании от заинтересованных сторон, — Кодекса ответственности поставщиков по вопросам ОТ, ПБ и ООС. Проведенный всесторонний анализ дал понимание того, как менеджмент принимает меры для улучшения показателей безопасности и как можно улучшить культуру безопасности в рамках всего бизнеса.

Одним из важных фокусов прошлого года было стремление к прозрачности в отчетности по вопросам устойчивого развития. Компания достигла определенных результатов. Впервые в практике нефтегазовых компаний Казахстана в 2019 году КМГ опубликовала отчетность по выбросам парниковых газов (уровни 1, 2 и 3) в рамках инициативы Carbon Disclosure Project (CDP). Нам был присвоен рейтинг

В состав Комитета по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию входят:

1. Дайер Филип Джон — Председатель Комитета с декабря 2018 года;
2. Уолтон Кристофер Джон — с декабря 2018 года;
3. Уайт Стивен Джеймс — с декабря 2018 года;
4. Карабалин Узакбай Сулейменович — с мая 2019 года;
5. Виана Палья да Силва Луис Мария — с июня 2019 года.

«С», что выше, чем у схожих с нами международных компаний. Мы также продолжаем выпуск Отчета об устойчивом развитии, и в прошлом году впервые в Казахстане Отчет об устойчивом развитии прошел проверку на соответствие стандарту и получил оригинальный знак GRI. В соответствии с Кодексом корпоративного управления и Стратегией развития КМГ долгосрочное устойчивое развитие является одной из основных стратегических целей и задач КМГ, что согласуется с видением Фонда, стратегией развития Республики Казахстан и повесткой дня мирового инвестиционного сообщества.

Совет директоров подтверждает высокую приоритетность вопросов экологии и охраны окружающей среды, жизни и здоровья работников Компании на всех ее производственных объектах, развитие кадрового потенциала и приверженность общепризнанным глобальным Целям в области устойчивого развития посредством делегирования этих вопросов Комитету по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию.

Наша повестка на 2020 год, как и в отчетном периоде, будет сфокусирована на таких ключевых темах, как промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды, этическое поведение. Мы также продолжим работу по приведению повестки дня в области устойчивого развития в соответствие с лучшими мировыми практиками.

Председатель Комитета по безопасности, охране труда, окружающей среды и устойчивому развитию, независимый директор
Дайер Филип Джон

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ, РАССМОТРЕННЫЕ КОМИТЕТОМ ПО БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЕ ТРУДА, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И УСТОЙЧИВОМУ РАЗВИТИЮ В 2019 ГОДУ

- Повышение прозрачности и качества отчетности структурных подразделений и эффективности управления по вопросам, отнесенным к компетенции Комитета.
- Получение рейтинга ESG по линии авторитетных международных рейтинговых агентств.
- Независимый аудит и верификация Отчета об устойчивом развитии КМГ за 2018 год.
- Регистрирование потенциальных угроз безопасности, предупреждение инцидентов высокой опасности для жизни и здоровья работников.
- Признание климатических рисков, таких как риски, связанные с использованием водных ресурсов, с выбросами в атмосферу парниковых газов и сжиганием попутного нефтяного газа, с изменением экологического законодательства Республики Казахстан.
- Управление подрядными организациями по вопросам охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды и повышение ответственности поставщиков.
- Проведение специализированных внутренних аудитов по вопросам охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды и анализ результатов аудитов.
- Детальный анализ экологических штрафов и санкций, наложенных на Группу компаний КМГ и предпринятых в связи с этим действий.
- Комплексное рассмотрение вопросов управления отходами: учет, определение и ликвидация различного вида отходов по Группе компаний КМГ.
- Внедрение глобальных Целей в области устойчивого развития ООН.

- Установление сбалансированной системы КПД (ключевые показатели деятельности) для отдельных руководителей Компании по направлениям устойчивого развития.
- Исследование и предупреждение смертельных случаев, дорожно-транспортных происшествий и инцидентов безопасности, привлечение к ответственности руководителей за произошедшие инциденты.
- Определение лидерской позиции по управлению экологическими и природоохранными вопросами, участие в разработке экологического законодательства Республики Казахстан.
- Культура, обучение и ответственность руководителей и работников КМГ и ее дочерних организаций.

В 2019 году Комитетом были рассмотрены и одобрены следующие документы:

- Отчет об устойчивом развитии КМГ за 2018 год;
- Руководство по системе управления в области устойчивого развития в Группе компаний КМГ;
- Политика по безопасности и охране труда КМГ;
- Экологическая политика КМГ;
- Политика в отношении алкоголя, наркотических средств, психотропных веществ и их аналогов КМГ;
- Политика в области безопасной эксплуатации наземных транспортных средств КМГ;
- Корпоративный стандарт по взаимодействию с подрядными организациями в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды в Группе компаний КМГ;
- Корпоративный стандарт по обеспечению компетенций в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды в Группе компаний КМГ.

Участие членов Комитета в заседаниях в 2019 году

Член Комитета	Номер и дата заседания Комитета			
	1/2019 05.03.2019	2/2019 02.09.2019	3/2019 05.11.2019	Доля участия, %
Дйаер Ф.Д.	+	+	+	100
Уолтон К.Д.	+	+	+	100
Уайт С.Д.	+	+	+	100
Карабалин У.С.		+	+	100
Палья Л.М. ¹		+	+	100

¹ Избран в состав Совета директоров от 29 апреля 2019 года.

ОТЧЕТ О РАБОТЕ ПРАВЛЕНИЯ

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ/РАБОТА ПРАВЛЕНИЯ В 2019 ГОДУ

Правление является коллегиальным исполнительным органом, отвечающим за текущее управление КМГ, а также за разработку и реализацию общей стратегии развития дочерних организаций Компании. Правление КМГ возглавляет Председатель Правления.

Наиболее значимыми вопросами компетенции Правления являются:

- выработка и реализация текущей хозяйственной политики Компании;
- разработка, утверждение и контроль за выполнением квартальных, годовых и перспективных планов деятельности, бюджета и инвестиционной программы Компании;
- принятие решений о создании Компанией других юридических лиц, об участии и прекращении участия Компании в других организациях;
- вопросы, связанные с разработкой и реализацией общей стратегии развития дочерних обществ Компании.

Правление Компании формируется Советом директоров на основании предложений Председателя Правления. В состав Правления входит десять ключевых менеджеров Компании.

В течение 2019–2020 годов в Правлении произошли следующие изменения:

- в сентябре 2019 года из состава Правления вышел управляющий директор по информационным технологиям, трансформации и цифровизации — Салов Дмитрий Николаевич;
- в феврале 2020 года из состава Правления вышел управляющий по закупкам и снабжению — Кайржан Есен Кайржанулы;
- в феврале 2020 года в состав Правления были избраны заместитель Председателя Правления по стратегии, инвестициям и развитию бизнеса — Абдулгфаров Дастан Елемесович и управляющий директор по правовому обеспечению — Саулебай Малик Оралулы.

В 2019 году проведено 54 заседания, рассмотрено и принято 660 решений, из них 649 на очных заседаниях. На рассмотрение Совета директоров Правлением вынесены 162 вопроса, наиболее важные из которых: заключение новых соглашений о недропользовании и согласование инвестиционных проектов; выход из непрофильных активов; реализация Стратегии и Плана развития; улучшение условий финансирования; ежеквартальные отчеты по рискам и отчет об устойчивом развитии.

СОСТАВ ПРАВЛЕНИЯ



Айдарбаев А.С.
Председатель
Правления КМГ



Марабаев Ж.Н.
Заместитель
Председателя
Правления
по производству



Исказиев К.О.
Заместитель
Председателя
Правления по геологии
и разведке



Шарипбаев К.К.
Заместитель
Председателя
Правления по транс-
портировке и марке-
тингу газа



Тиесов Д.С.
Заместитель
Председателя
Правления по пере-
работке и маркетингу
нефти



Берлибаев Д.А.
Заместитель
Председателя
Правления по транс-
портировке нефти, меж-
дународным проектам
и строительству газо-
провода «Сарыарка»



Карабаев Д.С.
Заместитель
Председателя
Правления — финансо-
вый директор



Абдулгфаров Д.Е.
Заместитель
Председателя
Правления по стра-
тегии, инвестициям
и развитию бизнеса



Хасанов Д.К.
Управляющий дирек-
тор по управле-
нию человеческими
ресурсами



Саулебай М.О.
Управляющий дирек-
тор по правовому
обеспечению

СОСТАВ ПРАВЛЕНИЯ



Айдарбаев Алик Серикович

Председатель Правления КМГ



Более подробная информация в разделе «Состав совета директоров»



Марабаев Жакып Насибкалиевич

Заместитель Председателя Правления по производству

Входит в состав Правления с 2019 года.

Дата рождения: 9 августа 1962 года.

Образование:

- Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина, специальность «горное дело»;
- Московский государственный университет управления.

Опыт работы

Трудовую деятельность начал в 1984 году в НГДУ «Комсомольскнефть» начальником технического отдела. В разные годы работал директором коммерческой службы государственной корпорации «Сфинкс», начальником отдела углеводородного сырья и нефтехимии, заместителем начальника отдела, главным инженером в Министерстве внешних экономических связей Республики Казахстан, начальником управления морских работ в Министерстве энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан.

Занимал должности вице-президента и генерального директора АО «КазахстанКаспийШельф», директора по инвестициям и новым проектам, коммерческого директора, вице-президента по газовым проектам, вице-президента ЗАО НК «КазахОйл», заместителя председателя и члена правления ЗАО «Народный банк Казахстана», вице-президента по эксплуатации АО «КазТрансОйл», заместителя генерального директора НК «Транспортировка нефти и газа», председателя полномочного органа по управлению долями в проектах по соглашению о разделе продукции (СРП) «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.», генерального директора АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», управляющего директора КМГ, председателя Совета директоров АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз».

С ноября 2006 года по декабрь 2008 года — председатель координационного совета Ассоциации KAZENERGY. С декабря 2008 года по февраль 2019 года — заместитель управляющего директора «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (NOC).

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Исказиев Курмангазы Орынгазиевич

Заместитель Председателя Правления по геологии и разведке

Входит в состав Правления с 2018 года.

Дата рождения: 11 мая 1965 года.

Образование:

- Казахский политехнический институт им. В.И. Ленина, специальность «горный инженер-геолог»;
- Томский политехнический университет, кандидат геолого-минералогических наук.

Опыт работы

Трудовую деятельность начал оператор-коллектором Балыкшинского управления разведочного бурения, затем оператором по цементажу Тампоной конторы ПО «Эмбанефть». Работал геологом буровой экспедиции №1 Балыкшинского управления разведочного бурения. В разные годы работал геологом второй категории, ведущим геологом ЦИТС Атырауского управления буровых работ АО «Эмбаунайгаз», главным геологом, заместителем директора Атырауского управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (АУПНП и КРС), директором департамента геологии и разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Эмбаунайгаз».

В разные годы занимал должности заместителя директора, директора департамента геологии и разработки в АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», исполнительного директора по добыче нефти и газа, управляющего директора по геологии, геофизике и резервуарам, главного геолога АО НК «КазМунайГаз», заместителя Председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» по геологии и перспективным проектам, управляющего директора по неоперационным активам (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак), управляющего директора по геологии, генерального директора (председателя правления) АО «Эмбаунайгаз», генерального директора (председателя правления) АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Шарипбаев Кайрат Каматаевич

Заместитель Председателя Правления по транспортировке и маркетингу газа

Входит в состав Правления с 2016 года.

Дата рождения: 16 августа 1963 года.

Образование:

- Казахский сельскохозяйственный институт;
- Казахский Национальный педагогический университет им. Абая;
- кандидат политических наук.

Опыт работы

Трудовой путь начал в 1985 году агрономом в сельскохозяйственной отрасли. С 1991 по 1999 год работал в ТОО «Коктем», АО «Шын-Асыл», ТОО «Жетісу» на руководящих должностях. В разные годы занимал должности заместителя акима г. Тараз, первого вице-президента ЗАО «Дәуір», президента Издательского дома «Кітап», председателя Совета директоров АО «Данко».

В 2001 году начал работу в сфере газа и газоснабжения. Работал директором департамента транспортировки газа и маркетинга, заместителем генерального директора по маркетингу и коммерции ЗАО «Интергаз Центральная Азия». В разные годы работал советником, заместителем генерального директора по маркетингу ЗАО «КазТрансГаз», советником первого вице-президента, а затем управляющим директором по коммерции в АО НК «Қазақстан темір жолы», занимал должности генерального директора АО «КазТрансГаз Аймақ», Генерального директора АО «КазТрансГаз», заместителя председателя Правления по транспортировке и маркетингу газа АО НК «КазМунайГаз».

С 11 декабря 2015 года является Председателем Совета директоров АО «КазТрансГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Тиесов Данияр Суиншликович

Заместитель Председателя Правления по переработке и маркетингу нефти

Входит в состав Правления с 2016 года.

Дата рождения: 6 декабря 1970 года.

Образование:

- Атырауский институт нефти и газа, специальность «инженер-технолог»;
- Восточно-Казахстанский государственный университет, специальность «юрист».

Опыт работы

Трудовую деятельность начал в 1994 году менеджером МП «Манас», затем работал менеджером в ТОО «Бата» и исполнительным директором в ТОО «Абыз». В разные годы работал помощником первого вице-президента, секретарем Совета директоров ОАО «АНПЗ», главным менеджером в ЗАО ННК «Казахойл», заместителем генерального менеджера группы по управлению проектом по реконструкции ОАО «АНПЗ», заведующим сектором по контролю текущей деятельности, главным специалистом сектора по корпоративному управлению и мониторингу текущей деятельности департамента по управлению проектом АНПЗ, заместителем директора департамента переработки нефти, газа и нефтехимии, а затем заместителем директора департамента развития нефтехимии ЗАО НК «КазМунайГаз», начальником управления капитального строительства, генеральным директором дирекции, финансовым директором дирекции строящегося предприятия ТОО «АНПЗ».

В разные годы занимал должности заместителя генерального директора по производству АО «Торговый дом «КазМунайГаз», заместителя Председателя Правления по переработке и нефтехимии, управляющего директора по переработке и маркетингу нефти, заместителя Председателя Правления по переработке и маркетингу нефти КМГ, генерального директора АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг», старшего вице-президента, исполнительного вице-президента по транспортировке, переработке и маркетингу нефти КМГ.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Берлибаев Данияр Амирбаевич

Заместитель Председателя Правления по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода «Сарыарка»

Входит в состав Правления с 2019 года.

Дата рождения: 21 декабря 1968 года.

Образование:

- Казахский государственный университет им. аль-Фараби, специальность «юрист».

Опыт работы

В начале трудовой деятельности, в 1991–1994 годах, работал младшим научным сотрудником в Академии наук КазССР, юрисконсульт, затем начальником юридического отдела предприятия «Барикон». В разные годы работал главным специалистом управления оценки проектов, заместителем начальника управления иностранных инвестиций Национального агентства по иностранным инвестициям при Министерстве экономики Республики Казахстан, начальником управления правовой экспертизы юридического департамента, а затем заместителем директора юридического департамента Государственного экспортно-импортного банка Республики Казахстан (Эксимбанк).

С 1997 года по настоящее время работает в Группе компаний КМГ. Работал начальником департамента инвестиционных проектов, начальником департамента корпоративного финансирования, исполнительным директором по финансам, советником по экономике и финансам ЗАО НКТН «КазТрансОйл». В разные годы занимал должности вице-президента, заместителя генерального директора по экономике и финансам, первого вице-президента ЗАО «КазТрансГаз», заместителя генерального директора ЗАО «Интергаз Центральная Азия», первого заместителя генерального директора ЗАО НК «Транспорт Нефти и Газ», первого заместителя генерального директора ЗАО «КазТрансГаз», управляющего директора по корпоративному управлению ЗАО НК «КазМунайГаз», заместителя генерального директора по корпоративному развитию ЗАО «КазТрансГаз», управляющего директора по финансам и экономике ЗАО НК «КазМунайГаз», генерального директора ЗАО НМСК «Казмортрансфлот». С 2005 по 2007 год — первый заместитель генерального директора АО «КазТрансГаз», генеральный директор АО «Интергаз Центральная Азия».

В разные годы занимал посты вице-президента по транспортировке и переработке АО НК «КазМунайГаз», управляющего директора по газовым проектам, генерального директора АО НК «КазМунайГаз» — переработка и маркетинг, генерального директора АО «КазТрансГаз», управляющего директора по газовым проектам АО НК «КазМунайГаз», первого заместителя председателя Правления АО НК «КазМунайГаз», заместителя председателя Правления по Корпоративному центру.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Карабаев Даурен Сапаралиевич

Заместитель Председателя Правления — финансовый директор

Входит в состав Правления с 2016 года.

Дата рождения: 11 июня 1978 года.

Образование:

- Казахская государственная академия управления, специальность «международные экономические отношения»;
- Техасский университет A&M, магистр наук в области финансов;
- Обладатель международного профессионального сертификата CFA.

Опыт работы

Трудовую деятельность начал в 2001 году кредитным аналитиком в АО «АБН АМРО Банк Казахстан». В 2003 году назначен начальником кредитного управления в банке.

С 2004 года — управляющий директор в АО «Народный банк Казахстана». С 2007 года до июня 2016 года являлся заместителем председателя правления АО «Народный банк Казахстана». До сентября 2016 года работал в McKinsey & Company Inc. в должности куратора проекта. С 2017 года является Председателем Совета директоров АО РД «КазМунайГаз», которое было листинговано на Лондонской фондовой бирже.

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Абдулгафаров Дастан Елемесович

Заместитель Председателя Правления по стратегии, инвестициям и развитию бизнеса

Входит в состав Правления с февраля 2020 года.

Дата рождения: 16 декабря 1974 года.

Образование:

- Республиканская физико-математическая школа им. О.А. Жаутыкова;
- Казахстанский институт права и международных отношений, специальность «международное право, юрист»;
- Дипломатическая академия министерства иностранных дел Республики Казахстан, специальность «международная экономика и право»;
- Корпоративный университет ENI (г. Милан), магистр нефтяного бизнеса;
- Московская школа управления Сколково, специальность «финансы и инвестиции», Executive MBA.

Опыт работы

В Группе компании КМГ работает более 18 лет, из которых 14 лет — на руководящих должностях.

В разные годы работал юристом департамента международных контрактов, главным менеджером департамента развития новых проектов, директором департамента развития новых проектов, заместителем директора, затем директором департамента развития новых морских проектов, руководителем группы управления проектами в АО НК «КазМунайГаз» и АО «МНК «КазМунайТениз», советником генерального директора, управляющим директором по развитию бизнеса, заместителем генерального директора по экономике и финансам в АО «РД «КазМунайГаз», управляющим директором по сопровождению бизнеса разведки и добычи, руководителем аппарата — управляющим директором по развитию в АО НК «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Хасанов Даулетжан Кенесович

Управляющий директор по управлению человеческими ресурсами

Входит в состав Правления с 2018 года.

Дата рождения: 21 октября 1971 года.

Образование:

- Западно-Казахстанский сельскохозяйственный институт, специальность «экономист»;
- Атырауский институт нефти и газа, специальность «горный инженер».

Опыт работы

В разные годы работал заместителем главного бухгалтера АО «Тениз», главным бухгалтером Курмангазинской РУТ, ОАО «Казахтелеком», заместителем главного бухгалтера ОАО «Озенмунайгаз», ОАО «Эмбамунайгаз», главным бухгалтером АО «Каспий Нефть — ТМЕ», ТОО «EuroAsia Group», заместителем директора по экономике и финансам, директором департамента финансов, заместителем главного бухгалтера ПФ «Эмбамунайгаз» и АО «РД «КазМунайГаз».

В разные годы занимал должности заместителя генерального директора по экономике и финансам ТОО «СП «Казгермунай», управляющего директора по управлению долями в АО «РД «КазМунайГаз», по совместительству директор ТОО «УТТ и ОС», президента АО «Каражанбасмунай», генерального директора, председателя правления АО «Озенмунайгаз», заместителя генерального директора, члена правления АО «РД «КазМунайГаз», управляющего директора по управлению активами разведки и добычи АО «РД «КазМунайГаз», главного директора по экономике и финансам, члена Правления АО «НГК «Тау-Кен Самрук».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.



Саулебай Малик Оралулы

Управляющий директор по правовому обеспечению

Входит в состав Правления с 2020 года.

Дата рождения: 7 мая 1975 года.

Образование:

- Республиканская физико-математическая школа
- им. О.А. Жаутыкова;
- Казахская государственная академия управления, специальность «экономист»;
- Казахская академия труда и социальных отношений, специальность «юрист»;
- Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, магистр делового администрирования (с отличием).

Опыт работы

Общий стаж работы 25 лет.

Трудовую деятельность начал в 1995 году, до 2000 года работал в банковской сфере: ведущим экономистом, заместителем директора департамента в «Казпочтабанке», старшим бухгалтером-контролером в Альфа-банке, начальником управления в ОАО «Транс Азиатский Торговый банк».

С 2000 по 2005 год занимал должности в органах прокуратуры: прокурор отдела прокуратуры Алматинского района г. Астана, помощник заместителя Генерального прокурора, начальник управления прокуратуры г. Астана, Центральной региональной транспортной прокуратуры. Имеет нагрудной знак «Отличник прокуратуры». В 2005 году успешно сдал квалификационный экзамен и зачислен в резерв судей.

С 2005 по 2006 год работал заместителем председателя правления АО «Казахстанская Ипотечная Компания», начальником управления в Комитете по работе с несостоятельными должниками Министерства финансов Республики Казахстан.

В 2006 году назначен директором департамента управления активами в АО «КазТрансГаз». С 2007 по 2009 год — генеральный директор АО «КазТрансОйл — Сервис»; с 2009 по 2011 год — советник генерального директора, управляющий директор по правовому обеспечению АО «КазМунайГаз — переработка маркетинг»; с 2011 по 2016 год — управляющий директор по правовому обеспечению — член правления, руководитель аппарата — член правления АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»; с 2016 по 2018 год — вице-президент по внешним и корпоративным связям АО «Каражанбасмунай»; с 2018 по 2019 год — управляющий директор по рискам и правовым вопросам — член правления АО «Самрук-Энерго».

С мая 2019 года — управляющий директор по правовому обеспечению АО НК «КазМунайГаз», в феврале 2020 года избран в состав Правления АО НК «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и (или) зависимых организаций не владеет (прямо или косвенно), сделки с акциями КМГ, дочерних и (или) зависимых организаций не совершал.

ОТЧЕТ О ВОЗНАГРАЖДЕНИИ

ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Решением Правления Фонда от 26 сентября 2016 года утверждены Правила по формированию составов совета директоров компаний Фонда, предусматривающие, помимо прочего, порядок установления вознаграждения членам Совета директоров. При установлении размера вознаграждения

во внимание принимаются обязанности члена Совета директоров, масштабы деятельности компании, долгосрочные цели и задачи. Вознаграждение выплачивается независимым директорам. Представителям Фонда в составе Совета директоров организаций вознаграждение определяется на основании решения Правления Фонда.

Независимые директора Уолтон Кристофер Джон, Дайер Филип Джон, Уайт Стивен Джеймс и Виана Палья да Силва Луис Мария, а также члены Совета директоров Грюал Балжит Каур и Эспина Энтони получают фиксированное годовое вознаграждение в размере 150 тыс. долл. США, член Совета директоров Карабалин Узакбай Сулейменович получает фиксированное годовое вознаграждение в размере 18,2 млн тенге.

Кроме того, независимым директорам, а также членам Совета директоров Грюал Балжит Каур и Эспина Энтони выплачивается дополнительное вознаграждение:

- Председателю Совета директоров КМГ — 75 тыс. долл. США в год;
- председателям:
 - Комитета по аудиту — 35 тыс. долл. США в год;
 - Комитета по назначениям и вознаграждениям — 25 тыс. долл. США в год;
 - Комитета по финансам — 25 тыс. долл. США в год;
 - Комитета по стратегии и инвестициям — 25 тыс. долл. США в год;
 - Комитета по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 25 тыс. долл. США в год;
- членам:
 - Комитета по аудиту — 17,5 тыс. долл. США в год;
 - Комитета по стратегии и управлению портфелем — 12,5 тыс. долл. США в год;

- Комитета по назначениям и вознаграждениям — 12,5 тыс. долл. США в год;
- Комитета по финансам — 12,5 тыс. долл. США в год;
- Комитета по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 12,5 тыс. долл. США в год.

Независимым директорам и членам Совета директоров Грюал Балжит Каур и Эспина Энтони за участие в заседании (встрече/совещании), инициированном Председателем Совета директоров КМГ и (или) Председателем Правления АО «Самрук-Қазына», Председателем Правления КМГ — 2 тыс. долл. США за каждое заседание из расчета не более одного заседания в день.

Компанией (юридическим лицом из группы организаций, в состав которой входит Компания) займы (кредиты) членам Совета директоров не выдавались.

Вознаграждение членов Совета директоров в 2019 году, долл. США

Члены Совета директоров	За членство в Совете директоров за год	За председательство в Совете директоров за год	За председательство в комитетах за год	За членство в комитетах за год	За участие в индивидуальных заседаниях ¹	Итого
Уолтон Кристофер Джон	150 000	75 000	Комитет по финансам — 25 000	Комитет по назначениям и вознаграждениям — 12 500; Комитет по аудиту — 7 583; Комитет по стратегии и управлению портфелем — 12 500; Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 5 477	82 000	370 060
Уайт Стивен Джеймс	150 000	–	Комитет по стратегии и управлению портфелем — 25 000	Комитет по назначениям и вознаграждениям — 12 500; Комитет по финансам — 12 500; Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 5 477; Комитет по аудиту — 17 500	20 000	242 977
Дайер Филип Джон	150 000	–	Комитет по аудиту — 35 000; Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 10 954	Комитет по назначениям и вознаграждениям — 17 778; Комитет по стратегии и управлению портфелем — 12 500; Комитет по финансам — 12 500	34 000	272 732
Виана Палья да Силва Луис Мария	100 417	–	Комитет по назначениям и вознаграждениям — 14 167	Комитет по стратегии и управлению портфелем — 7 083; Комитет по финансам — 7 083; Комитет по аудиту — 9 917; Комитет по безопасности, охране труда и окружающей среды и устойчивому развитию — 5 477	10 000	154 144
Грюал Балжит Каур	150 000	–	–	Комитет по стратегии и управлению портфелем — 12 500; Комитет по финансам — 12 500	92 000	267 000
Караблин Узакбай Сулейменович	47 028,09 ²	–	–	–	–	47 028,09
Саткалиев Алмасадам Майданович	–	–	–	–	–	–
Энтони Эспина	91 935	–	–	Комитет по назначениям и вознаграждениям — 7 083; Комитет по стратегии и управлению портфелем — 7 083; Комитет по финансам — 7 083	10 000	123 184
Айдарбаев Алик Серикович	–	–	–	–	–	–

¹. Встречи/совещания, инициированные Председателем Совета директоров КМГ и (или) Председателем Правления Фонда, Председателем Правления КМГ.

². Годовое вознаграждение Караблина Узакбая Сулейменовича составил 18 млн тенге, что эквивалентно сумме 47 028,09 долл. США при пересчете по среднему курсу РГУ "Национальный Банк Республики Казахстан" за 2019 год - 382,75 тенге.

ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ

Совет директоров КМГ определяет политику вознаграждения и порядок оценки эффективности деятельности членов Правления КМГ в соответствии с Корпоративным стандартом по управлению человеческими ресурсами Группы компаний Фонда, утвержденным решением Правления Фонда от 14 декабря 2017 года.

Вознаграждение по итогам работы за отчетный период (год) выплачивается членам Правления по результатам оценки эффективности деятельности с целью мотивации на достижение стратегических и приоритетных целей, выраженных в измеримых, взаимосвязанных, логически выстроенных и сбалансированных картах мотивационных КПД.

Карта мотивационных КПД состоит из корпоративных и функциональных КПД.

Вознаграждение определяется таким образом, чтобы было обеспечено разумное и обоснованное соотношение фиксированной части вознаграждения и переменной части, зависящей от результатов работы КМГ и личного (индивидуального) вклада работника в конечный результат.

Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с формированием эффективной и прозрачной системы

вознаграждения, создан Комитет Совета директоров по назначениям и вознаграждениям.

При формировании системы вознаграждения и определения конкретного размера вознаграждения членов Правления КМГ предполагается, что уровень выплачиваемого вознаграждения должен быть достаточным для привлечения, мотивации и удержания лиц, обладающих необходимыми для Компании компетенцией и квалификацией.

Суммарный размер вознаграждения членов Правления КМГ по итогам 2019 года составил 565 558 538,93 тенге, что включает суммарный размер заработных плат и всех видов поощрений в денежной форме, выплаченных КМГ членам Правления в период их нахождения в составе Правления в 2019 году, а также суммарный размер вознаграждения членов Правления (руководящих работников) по итогам работы за 2018 год, в соответствии с Правилами оплаты труда членов Правления (руководящих работников), работников Службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря КМГ, утвержденными решением Совета директоров КМГ от 13 февраля 2013 года.

КОРПОРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ

В случае возникновения корпоративных конфликтов, участники изыскивают способы их решения путем переговоров в целях обеспечения эффективной защиты интересов организации и заинтересованных сторон.

Эффективность работы по предупреждению и урегулированию корпоративных конфликтов предполагает прежде всего максимально полное и скорейшее выявление таких конфликтов и четкую координацию действий всех органов организации.

Корпоративные конфликты при содействии Корпоративного секретаря рассматриваются Председателем Совета директоров. Если в корпоративный конфликт вовлечен Председатель Совета директоров, такие случаи рассматриваются Комитетом по назначениям и вознаграждениям.

СЛУЖБА ВНУТРЕННЕГО АУДИТА

Служба внутреннего аудита (СВА) подчинена и подотчетна Совету директоров КМГ и курируется Комитетом по аудиту Совета директоров КМГ. СВА при осуществлении своей деятельности руководствуется законодательством Республики Казахстан, внутренними документами КМГ и Международными профессиональными стандартами внутреннего аудита.

Основной целью СВА является предоставление Совету директоров независимой и объективной информации, предназначенной для обеспечения эффективного управления КМГ и его ДЗО, путем привнесения системного подхода в совершенствование процессов управления рисками, внутреннего контроля и корпоративного управления.

Осуществляя деятельность в соответствии с годовым аудиторским планом, Служба внутреннего аудита выполняет следующие задачи:

- оценка надежности и эффективности применяемых процедур внутреннего контроля и управления рисками;
- оценка достоверности, полноты, объективности системы бухгалтерского учета и составления на ее основе финансовой отчетности в КМГ и его ДЗО;
- оценка рациональности использования ресурсов КМГ и его ДЗО и применяемых методов обеспечения сохранности активов;
- контроль соблюдения требований законодательства Республики Казахстан, корпоративных норм и правил операционной, инвестиционной и финансовой деятельности.

По результатам аудитов СВА выдает рекомендации, направленные на совершенствование деятельности Компании, на систематической основе обеспечивает мониторинг и контроль над разработкой и реализацией мер по исполнению рекомендаций.

Во исполнение требований Международных профессиональных стандартов внутреннего аудита для обеспечения должного качества внутреннего аудита в СВА функционирует система непрерывного профессионального развития аудиторов. В результате из 36 работников СВА 31 человек (86% от общего числа) имеет международные сертификаты и дипломы:

- «Сертифицированный внутренний аудитор» (Certified Internal Auditor) — 7;
- Диплом по международной финансовой отчетности (Diploma in International Financial Reporting) — 5;
- «Профессиональный бухгалтер Республики Казахстан» — 10;
- «Сертифицированный бухгалтер-практик / Сертифицированный международный профессиональный бухгалтер» (Certified Accounting Practitioner / Certified International Professional Accountant) — 4;
- Диплом «Сертифицированный профессиональный внутренний аудитор» (Diploma Certified Professional Internal Auditor) — 13;
- «Сертифицированный ревизор по мошенничеству» (Certified Fraud Examiner) — 2;
- «Сертифицированный аудитор информационных систем» (Certified Information Systems Auditor) — 2;
- Сертификат Ассоциации дипломированных сертифицированных бухгалтеров (Association of Chartered Certified Accountants) — 1.

СЛУЖБА КОМПЛАЕНС

Роль АО НК «КазМунайГаз» в национальной экономике требует ответственного отношения к созданию благоприятных условий деятельности и учитывается при формировании подходов к корпоративному управлению. В связи с этим Компания применяет во внутренних правилах и процедурах ведущие мировые комплаенс-практики, которые содействуют достижению стратегических задач КМГ в рамках действующего законодательства и этических норм, способствующих снижению репутационных и правовых рисков, значительно влияющих на устойчивое развитие бизнеса, эффективность и целостность Компании.

Следуя лучшей мировой практике корпоративного управления, КМГ стремится улучшать существующие корпоративные стандарты. Так, в рамках соблюдения Компанией и ее сотрудниками законодательных и этических норм в сфере противодействия коррупции проведен анализ факторов риска в бизнес-процессах Компании с целью оценки вероятности и причинения потенциального ущерба в случае реализации рисков, а также произведена оценка эффективности существующих контролей по каждому потенциальному риску.

Добросовестность и обеспечение соответствия нормам законодательства являются основой и возможностью для успешной и устойчивой работы Компании, а также для укоренения в культуре Компании, в поведении и отношении работников принципов нетерпимости к коррупции, прозрачности и открытости, являющихся приоритетными в работе Службы комплаенс и выступающих залогом эффективного корпоративного управления.

Служба комплаенс КМГ начала работать в 2019 году. Она имеет прямую функциональную подчиненность Совету директоров КМГ. Целью деятельности Службы комплаенс является соблюдение обязательных регуляторных требований и наилучшей международной практики по вопросам противодействия коррупции и формирования внутренней корпоративной культуры Группы компаний КМГ для обеспечения прозрачности, честности среди работников, а также создания условий для ведения бизнеса в соответствии с лучшими международными стандартами, внутренними политиками и законодательством Республики Казахстан. В зону ответственности Службы комплаенс вошло

исключение всех имеющихся рисков, связанных с возможностью совершения сотрудниками коррупционных правонарушений при реализации деятельности. Оставаясь самостоятельным направлением деятельности Компании, Служба интегрирована со всеми бизнес подразделениями Компании.

КМГ проводит единую политику в области противодействия коррупции, недопущения хищений и нецелевого использования денежных средств, хищения и преднамеренной порчи товарно-материальных ценностей, искажения и подлога финансовой отчетности и иных документов, злоупотреблений и превышения должностных полномочий, халатности и бездействия в работе и других правонарушений.

В соответствии с лучшим мировым опытом введена практика включения «антикоррупционных оговорок» в гражданско-правовые договоры, применения дисциплинарных взысканий к работникам в случае выявления несоблюдения требований внутренних нормативных документов и действующего законодательства, информирования и обучения работников административно-управленческого персонала посредством комплаенс-тренингов принципам Кодекса деловой этики с освещением положений международного и национального законодательства по вопросам противодействия коррупции.

В Компании действуют каналы инициативного информирования, администрируемые внешней независимой компанией. Все работники в случае возникновения подозрений или имеющейся информации о нарушении Кодекса деловой этики, в том числе о фактах коррупции, мошенничества, неэтичного поведения, могут направлять инициативные сообщения на горячую линию, которые в последующем передаются ответственным сотрудникам Службы комплаенс для выяснения и устранения причин. Результаты рассмотрения обращений представляются Совету директоров на ежеквартальной основе. По итогам 2019 года на горячую линию направлено 28 обращений, из которых шесть были подтверждены, разработаны рекомендации и ответы для их своевременного направления независимой компанией заявителям.

РИСК-МЕНЕДЖМЕНТ И ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ

Управление рисками в КМГ осуществляется путем внедрения корпоративной системы управления рисками (КСУР) на всех уровнях Группы компаний КМГ. КСУР является ключевым компонентом системы корпоративного управления, направленного на своевременную идентификацию, оценку и мониторинг всех существенных рисков, а также на принятие своевременных и адекватных мер по снижению уровня рисков.

Политика по КСУР КМГ и его дочерних и зависимых обществ (ДЗО) определяет терминологию, цели, задачи, основные принципы организации и функционирования КСУР, организационную структуру КСУР для Группы компаний КМГ. КСУР направлена на достижение оптимального баланса между ростом стоимости Компании, ее прибыльностью и рисками.

ПРИНЦИПЫ КСУР

Политика Компании в области управления рисками основывается на следующих принципах:

1. единство методологической базы: процессы в КСУР реализуются на основе единых методологических подходов во всех структурных единицах Группы компаний КМГ;
2. непрерывность: КСУР функционирует на постоянной основе;
3. комплексность: КСУР охватывает все направления деятельности Компании и все виды возникающих в их рамках рисков. Контрольные процедуры существуют во всех бизнес-процессах Группы компаний КМГ на всех уровнях управления;
4. подотчетность: организационная структура КСУР определяет компетенцию по принятию решений и контролю в области управления рисками на всех уровнях Группы компаний КМГ;
5. информированность и своевременность сообщения: процесс управления рисками сопровождается наличием объективной, достоверной и актуальной информации;
6. рациональность: Группа компаний КМГ рационально использует ресурсы на осуществление мероприятий по управлению рисками, обеспечивая их экономическую эффективность;
7. разумная уверенность: КСУР может предоставить только разумные гарантии достижения стратегических и операционных целей Компании, но не может дать абсолютную гарантию в силу присущих ограничений внешней и внутренней среды (человеческий фактор, использование принципа целесообразности внедрения контрольных процедур и т.д.);
8. адаптивность: КСУР регулярно совершенствуется для идентификации всех возможных рисков деятельности и максимально эффективного применения методов контроля и управления рисками;
9. четкая регламентация: все операции проводятся в соответствии с порядком их осуществления, установленным внутренними документами КМГ и его ДЗО;

10. активное участие руководства: руководство Компании активно участвует и оказывает поддержку при внедрении и совершенствовании системы управления рисками в Группе компаний КМГ.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

Деятельность по совершенствованию КСУР и улучшению риск-культуры в Группе компаний КМГ реализуется в рамках Детального плана по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2019–2020 годы (ДПСКУ). Данный план устанавливает ключевые мероприятия, содействующие обеспечению достижения целей Компании в области КСУР.

Компания постоянно совершенствует КСУР и регулярно улучшает нормативно-методическую базу по управлению рисками. Подтверждая свою приверженность непрерывному развитию и совершенствованию КСУР, в 2019 году Компания реализовала следующие меры и мероприятия:

- актуализирован состав Комитета по рискам КМГ;
- руководитель Службы внутреннего аудита (СВА) утвержден в качестве постоянного приглашенного эксперта без права голоса на заседания Комитета по рискам;
- проведен опрос по оценке культуры управления рисками в КМГ. Отчет по результатам опроса рассмотрен Комитетом по рискам КМГ;
- утвержден План мероприятий по улучшению риск-культуры КМГ на 2020 год;
- Советом директоров КМГ утверждены заявление о риск-аппетите, Регистр рисков и План мероприятий по управлению рисками, карта рисков, уровни толерантности к рискам и Регистр ключевых рисков показателей КМГ на 2020 год;
- утверждены методологические документы по СВК и СУНД;
- утверждены Классификатор бизнес-процессов КМГ на 2019 год, Календарный план-график по разработке и актуализации матриц рисков и контролей и блок-схем КМГ на 2019 и 2020 годы, Матрица рисков и контролей корпоративного уровня КМГ, дорожная карта совершенствования СВК и СУНД КМГ и ДЗО;
- утвержден Регистр риск-координаторов КМГ;
- за счет включения совместных предприятий, а также увеличения покрытий и введения новых продуктов страхования расширена Корпоративная программа перестрахования;
- проведена передислокация Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd. из Бермуд на площадку Международного финансового центра «Астана» (МФЦА) в г. Нур-Султан. В результате передислокации из Группы компаний КМГ была исключена контролируемая иностранная компания для целей местного налогообложения.

В рамках исполнения Плана мероприятий по обеспечению соблюдения Закона Республики Казахстан «О противодействии коррупции» в ДЗО АО «Самрук-Қазына» на 2019 год, утвержденного приказом председателя правления Фонда, совместно со Службой комплаенс и структурными

подразделениями КМГ сформирована рабочая группа, определена методика оценки коррупционных рисков, проведены обучающие сессии, подготовлен Реестр коррупционных рисков, решением Совета директоров КМГ утвержден Отчет об оценке коррупционных рисков и План мероприятий по минимизации.

В 2019 году были приняты следующие решения по лимитам на банки-контрагенты КМГ:

- Правление утвердило внутренние лимиты по балансовым и внебалансовым обязательствам на десять банков — контрагентов КМГ;
- Совет директоров установил лимиты по двум банкам — контрагентам КМГ;
- утверждены четыре отчета по соблюдению лимитов на банки — контрагенты КМГ (в составе ежеквартальных отчетов по рискам КМГ).

Проведена оценка влияния действующих и потенциальных антироссийских санкций США на Группу компаний КМГ, а также разработаны меры реагирования на внешние вызовы. Также подготовлена информация о возможном влиянии торгового конфликта между США и Китаем на деятельность КМГ.

ПЛАНЫ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА В 2020 И ПОСЛЕДУЮЩИХ ГОДАХ

- Автоматизация процессов КСУР на базе автоматизированной системы управления рисками по Группе КМГ;
- Разработка матриц рисков и контролей и блок-схем по 24 бизнес-процессам, проведение тестирования (анализа) дизайна контрольных процедур. Проведение анализа текущего уровня зрелости СВК в ДЗО. Координация внедрения СВК в ДЗО. Обучение сотрудников;
- Разработка и утверждение планов обеспечения непрерывности деятельности. Тестирование планов и разработка рекомендаций по улучшению. Проведение

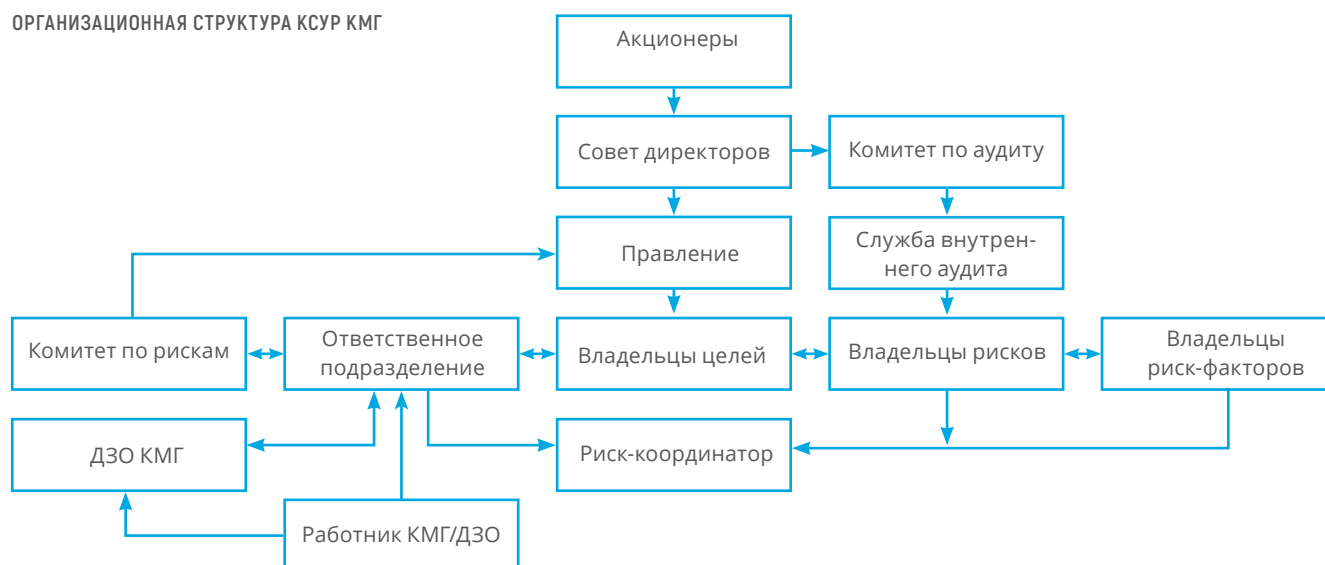
анализа текущего уровня зрелости СУНД в ДЗО. Координация внедрения СУНД в ДЗО. Обучение сотрудников;

- Развитие и управление деятельностью Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd. на площадке МФЦА, привлечение новых компаний в Корпоративную программу перестрахования (КПП);
- Проработка киберстрахования и его внедрение в КМГ и ДЗО;
- Реализация мероприятий ДПСКУ на 2020 год. Развитие риск-культуры в Группе компаний КМГ;
- Улучшение рейтинга по компоненту «Управление рисками и внутренний контроль» в рамках целевого рейтинга корпоративного управления КМГ.

УЧАСТНИКИ КСУР

Управление рисками является непрерывным процессом в КМГ, осуществляемым на всех уровнях, включая Совет директоров, Правление, руководство и работников. Каждое должностное лицо обеспечивает надлежащее рассмотрение рисков при принятии решений. В целях обеспечения разумной уверенности в части достижения стратегических и операционных целей все участники КСУР осуществляют действия, направленные на выявление потенциальных событий, способных повлиять на деятельность Компании, и на поддержание степени их воздействия в приемлемых (установленных) для Компании границах.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА КСУР КМГ



Функциональная карта участников КСУР

Совет директоров	Комитет по аудиту при Совете директоров	Служба внутреннего аудита (СВА)
- Утверждение стратегических, среднесрочных и краткосрочных целей; - обеспечение наличия эффективной КСУР, в том числе путем утверждения Политики КСУР; - утверждение риск-аппетита Компании, а также уровней толерантности в отношении рисков КМГ; - утверждение Регистра рисков, карты рисков, ключевого риск-показателя (КРП) и Плана мероприятий по управлению рисками КМГ; - рассмотрение и утверждение ежеквартальных отчетов по рискам; - утверждение показателей эффективности КСУР и обеспечение ежегодной оценки эффективности КСУР КМГ; - утверждение планов обеспечения непрерывности деятельности КМГ.	- Рассмотрение всех вопросов, касающихся внутреннего и внешнего (финансового) аудита, финансовой отчетности и управления рисками, и выработка рекомендаций Совету директоров; - предварительное рассмотрение перед утверждением Советом директоров риск-аппетита, Регистра рисков, карты рисков, Плана мероприятий по управлению рисками, КРП, ежеквартальных отчетов по рискам, Политики управления рисками и последующих изменений.	- Оценка эффективности процесса управления рисками, уведомление Совета директоров о существенных недостатках в КСУР, а также разработка рекомендаций по совершенствованию процесса управления рисками; - оценка эффективности мероприятий предупреждающего воздействия на риск/риск-фактор (контрольных процедур) и подготовка рекомендаций по устранению выявленных недостатков (при необходимости); - уведомление ответственного подразделения КМГ о новых риск-факторах, идентифицированных в процессе аудиторских проверок, не включенных в Регистр рисков.
Правление	Комитет по рискам при Правлении	Департамент управления рисками
- Реализация Политики КСУР, в том числе соблюдение положений Политики КСУР структурными подразделениями КМГ; - организация и эффективное функционирование КСУР; - утверждение Регистра владельцев рисков, владельцев риск-факторов и риск-координаторов; - рассмотрение ежеквартальных отчетов по рискам КМГ и принятие соответствующих мер в рамках своей компетенции; - совершенствование внутренних документов в области управления рисками КМГ и его ДЗО.	- Рассмотрение методологических документов по управлению рисками; - рассмотрение новых подходов к управлению рисками и их применимости к Компании; - рассмотрение предложения по назначению владельцев рисков, владельцев риск-факторов и риск-координаторов; - рассмотрение рисков Компании и эффективности мер по их управлению; - согласование риск-аппетита, уровней толерантности к рискам, Регистра рисков, карты рисков, Плана мероприятий по управлению рисками, КРП, а также ежеквартальных отчетов по рискам.	- Разработка и актуализация методологических документов по КСУР, системе внутреннего контроля (СВК) и системе управления непрерывностью деятельности (СУНД); - консультационная поддержка участников КСУР, СВК и СУНД; - проведение обучающих мероприятий по управлению рисками, СВК и СУНД; - подготовка Регистра рисков, карты рисков, Плана мероприятий по управлению рисками, а также ежеквартальной отчетности по рискам; - мониторинг соблюдения уровней толерантности к рискам и КРП; - разработка матриц рисков и контролей и блок-схем по бизнес-процессам (совместно с владельцами бизнес-процессов). Координация внедрения СВК и СУНД в КМГ и его ДЗО; - контроль за исполнением мероприятий по управлению рисками, контроль за состоянием рисков; - взаимодействие со СВА, структурными подразделениями, внешними консультантами и другими заинтересованными сторонами по вопросам управления рисками, СВК и СУНД в рамках своей компетенции.

Владельцы целей (работники Компании, осуществляющие руководство КМГ/ДЗО)	Владельцы рисков (работники Компании не ниже уровня заместителя руководителя с прямым подчинением первому руководителю)	Владельцы риск-факторов (работники Компании не ниже уровня руководителя функционального блока / структурного подразделения)
• Ответственность за достижение утвержденных производственных/непроизводственных целевых показателей; • согласование значений рисков в количественном/качественном выражении, влияющих на достижение установленных КПД (цели) и согласование Плана мероприятий по управлению рисками; • контроль за своевременной реализацией утвержденного Плана мероприятий по управлению рисками.	• Управление риск-факторами, реализация которых может привести к наступлению производственного/непроизводственного риска; • надлежащее управление и контроль за риск-факторами, сопряженными с осуществлением процессов, курируемых владельцем риск-факторов; • предоставление своевременной и полной информации о состоянии риск-факторов и исполнении мероприятий по управлению риск-факторами в ответственное подразделение КМГ; • разработка и внедрение плана непрерывности деятельности; • разработка механизмов управления отдельными видами рисков, контрольными процедурами, сопряженными с осуществлением процессов, курируемых владельцами риск-факторов КМГ (корпоративные стандарты, регламенты, политики по управлению отдельными видами рисков), направленных на снижение уровня риска.	• Управление риск-факторами, реализация которых может привести к наступлению производственного/непроизводственного риска; • надлежащее управление и контроль за риск-факторами, сопряженными с осуществлением процессов, курируемых владельцем риск-факторов; • предоставление своевременной и полной информации о состоянии риск-факторов и исполнении мероприятий по управлению риск-факторами в ответственное подразделение КМГ; • разработка и внедрение плана непрерывности деятельности; • разработка механизмов управления отдельными видами рисков, контрольными процедурами, сопряженными с осуществлением процессов, курируемых владельцами риск-факторов КМГ (корпоративные стандарты, регламенты, политики по управлению отдельными видами рисков), направленных на снижение уровня риска.
Дочерние организации и зависимые общества, в том числе совместно контролируемые организации и совместные предприятия КМГ (ДЗО КМГ)	Риск-координатор (ответственный работник структурного подразделения, назначаемый владельцем риска/риск-фактора)	Работник КМГ/ДЗО
• Обеспечение своевременной организации процесса идентификации и оценки рисков в соответствии с методологическими документами КСУР; • надлежащее управление и контроль за рисками, сопряженными с осуществлением процессов ДЗО; • своевременное предоставление отчетности по рискам, а также полной информации о состоянии производственных/непроизводственных рисков и исполнении мероприятий по их управлению, реализованным рисковым событиям в ответственное подразделение КМГ; • разработка и внедрение плана непрерывности деятельности ДЗО.	• Организация и координация работ по управлению рисками/риск-факторами в своем структурном подразделении и взаимодействие с ответственным подразделением.	• Исполнение должностных обязанностей в области управления рисками в соответствии с должностными инструкциями; • своевременное уведомление ответственного подразделения КМГ/ДЗО и непосредственного руководителя о любых совершенных или возможных ошибках/недостатках, которые привели или могут привести к потенциальным убыткам, а также о потенциальных и реализованных рисковых событиях в порядке и сроки, установленные внутренними документами КСУР; • прохождение обучения в области управления рисками в соответствии с утвержденной программой обучения.

РОЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В КСУР

На рассмотрение Совета директоров КМГ не реже одного раза в год представляются следующие документы:

- предложения по риск-аппетиту Компании;
- консолидированный Регистр рисков;
- карта рисков;
- План мероприятий по управлению рисками Компании.

Кроме того, на рассмотрение Совета директоров КМГ ежеквартально выносятся отчет по рискам (консолидированный с учетом покрытия ДЗО КМГ), который рассматривается и обсуждается надлежащим образом в полном объеме. Совет директоров предпринимает соответствующие меры для приведения действующей системы управления рисками и внутреннего контроля (СУРиВК) в соответствие с принципами и подходами, установленными Советом директоров.

СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО КОНТРОЛЯ (СВК)

СВК является неотъемлемой частью КСУР. СВК использует модель COSO и включает пять взаимосвязанных компонентов.

СХЕМА СТРУКТУРЫ СВК



В КМГ и ДЗО внедряется СВК, которая направлена на обеспечение разумной уверенности в достижении целей КМГ в трех ключевых областях:

- повышение эффективности операционной деятельности;
- подготовка полной и достоверной финансовой отчетности;
- соблюдение требований законодательства Республики Казахстан и внутренних документов КМГ.

СВК является ключевым компонентом системы корпоративного управления КМГ и определяется как совокупность

процессов и процедур, норм поведения и действий, способствующих эффективной и рациональной деятельности, направленных на обеспечение достижения КМГ своих операционных целей и минимизации рисков процессного уровня.

В КМГ утверждена Политика системы внутреннего контроля, в которой установлены цели, принципы функционирования и компоненты СВК. В целях реализации Политики системы внутреннего контроля утвержден Регламент системы внутреннего контроля, в котором определены полномочия и ответственность, порядок функционирования, организационная структура и критерии результативности.

Ежегодно в КМГ утверждается Календарный план-график, в соответствии с которым разрабатываются блок-схемы и матрицы рисков и контролей по бизнес-процессам, происходит тестирование (анализ) дизайна контрольных процедур и разрабатываются рекомендации по их совершенствованию. Аналогичную работу проводят ДЗО. Результаты работ по СВК доводятся до владельцев бизнес-процессов, СВА, Правления и Совета директоров.

КОРПОРАТИВНОЕ СТРАХОВАНИЕ

Страхование в Группе компаний КМГ является одним из важнейших инструментов обеспечения контроля рисков и управления финансами. Страхование позволяет защитить имущественные интересы Компании и ее акционеров от непредвиденных убытков, которые могут возникнуть в производственной деятельности, в том числе вследствие внешних воздействий.

Функция страхования централизована для соблюдения единого корпоративного стандарта организации страховой защиты при реализации комплексного подхода в управлении непрерывным страховым покрытием.

Корпоративная программа страхования КМГ включает в себя следующие основные виды страхования:

- страхование основных производственных активов Компании;
- страхование ответственности перед третьими лицами;
- страхование энергетических рисков.

При страховании основных производственных активов КМГ осуществляет страхование рисков причинения ущерба (потери) имуществу из-за аварии и других случайных воздействий, при страховании ответственности — на случай возможных исков со стороны третьих лиц при ведении производственной деятельности.

В перестрахование принимаются перестраховочные компании с кредитным рейтингом не ниже «А-» по шкале Standard & Poors. В целях достижения наилучших для Группы компаний КМГ условий страхования и управления страхуемыми рисками учитывается лучшая практика нефтегазовой отрасли.

КЛЮЧЕВЫЕ РИСКИ

Описание риска и возможных последствий	Меры, принимаемые для снижения риска и управления риском
Риск снижения объемов добычи	
Ключевым операционным риском является снижение объемов добычи на зрелых месторождениях.	С целью поддержания уровня добычи на зрелых месторождениях осуществляются: • мероприятия по увеличению межремонтного периода скважин; • своевременное выполнение подземного и капитального ремонта скважин, а также геолого-технических мероприятий; • реализация программ модернизации устаревшего оборудования; • внедрение новых технологий для поддержания уровня добычи на зрелых месторождениях.
Риск производственного травматизма	
Несоблюдение работниками установленных правил в области охраны труда, нарушение производственной дисциплины может являться источником возникновения угрозы жизни и ущерба здоровью работников.	С целью недопущения несчастных случаев на производстве Компания реализует организационно-технические мероприятия, обеспечивающие: • безопасное проведение работ, предупреждение производственного травматизма и профессиональных заболеваний; • своевременное проведение обучений и проверки знаний; • внутренний контроль в области безопасности и охраны труда; • внедрение новых технологий и средств механизации труда, повышение уровня промышленной безопасности производственных объектов.
Риск аварийных ситуаций, техногенных катастроф на производственных объектах	
Производственная деятельность Компании является потенциально опасной. Существует риск причинения вреда имуществу, третьим лицам и окружающей среде в результате аварийных и внештатных ситуаций, техногенных катастроф на производственных объектах, а также в результате неправомерных действий третьих лиц.	В целях минимизации производственных рисков Компания осуществляет: • обеспечение своевременного проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов; • своевременное проведение реконструкции, модернизации; • своевременное проведение диагностики и выявление потенциально-опасных факторов, а также проведение экспертизы промышленной безопасности производственных объектов; • повышение технического уровня и квалификации операционного персонала. Компания поэтапно внедряет современные инженерно-технические средства защиты, охраны и физической безопасности. В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности и экологии Компания ежегодно заключает договоры обязательного страхования гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам, а также договоры обязательного экологического страхования. Кроме того, ежегодно заключаются договоры добровольного страхования имущества от ущерба (от риска случайной гибели, утраты или повреждения) в результате наступления страхового случая.
119 Более подробная информация в разделе «Страхование ответственности»	
Риски негативного воздействия на экологию и риски изменения климата	
Компания подвержена риску неблагоприятного экологического воздействия на окружающую среду и риску ужесточения обязательств за несоблюдение требований экологического законодательства, а также рискам, связанным с изменением климата.	В области охраны окружающей среды приоритетными направлениями для Компании являются: • управление выбросами парниковых газов и сокращение факельного сжигания; • управление водными ресурсами; • управление отходами производства; • рекультивация земель; • повышение энергоэффективности. Для минимизации риска неблагоприятного экологического воздействия на окружающую среду Компания осуществляет: • превентивное управление значимыми экологическими аспектами, основанное на управлении проектами и риск-ориентированном подходе для улучшения экологических показателей; • взаимодействие с заинтересованными сторонами по экологическим вопросам; • полноценное развитие корпоративного экологического направления, а также обеспечение приверженности Компании принципам «зеленой экономики». Компания принимает активное участие в рабочей группе уполномоченного органа по разработке нового экологического законодательства.

Описание риска и возможных последствий	Меры, принимаемые для снижения риска и управления риском
Риск дефицита газа Объемы экспорта газа могут уменьшиться вследствие увеличения внутреннего потребления газа, в том числе с учетом ввода газохимических проектов на внутреннем рынке, снижения производства газа ввиду обратной закачки газа для поддержания полки добычи и/или нехватки мощностей по переработке газа, а также из-за недостаточной развитости ресурсной базы по добыче газа.	Компанией предусмотрена реализация ряда проектов по увеличению ресурсной базы товарного газа путем расширения мощностей по переработке попутного нефтяного газа, сокращения обратной закачки газа и сжигания попутного нефтяного газа на месторождениях. Запланирована и ведется работа по разработке новых перспективных месторождений, а также увеличение добычи газа на существующих месторождениях.
Геологический риск Реализация новых разведочных проектов всегда связана с геологическими рисками, обусловленными неопределенностью геологического строения (необнаружение залежей углеводородов, неподтверждение оценки извлекаемых запасов нефти (газа)).	• Сбор, анализ, обобщение и пополнение базы данных геолого-геофизических данных; • планирование геофизических методов поисков и разведки углеводородов, применение эффективных методик исследований, обработки и интерпретации данных; • проведение высокоразрешающей 2D- и 3D-сейсморазведки; • построение седиментационных, геологических и бассейновых моделей региона и месторождений на основе качественного анализа и применения современных методик геохимического и литологического анализа; • привлечение стратегических партнеров для совместной разведки и разработки новых месторождений, в том числе на условиях сагу-финансирования для снижения финансового эффекта геологических рисков.
Социальная обстановка в регионах присутствия Компания подвержена риску несанкционированных забастовок.	Для снижения социальных рисков в Компании осуществляются следующие мероприятия: • проводится разъяснительная работа в трудовых коллективах, включая отчетные встречи руководства непосредственно с представителями трудовых коллективов и профсоюзов; • выстраивается система единой молодежной политики, предусматривающая формирование активной жизненной позиции у молодых работников, вовлечение молодежи и непосредственное участие в социальной и производственной жизни; • проводятся регулярные опросы, анализ и мониторинг удовлетворенности и социальной стабильности в регионах присутствия и по результатам разрабатывается соответствующий План мероприятий.
Риски ликвидности и финансовой устойчивости Ключевыми рисками для Компании являются риски, связанные с ликвидностью и финансовой устойчивостью.	Для преодоления этих рисков, наряду с мероприятиями по управлению долгой нагрузкой и недопущению дефицитов ликвидности, Компания сосредоточена на повышении эффективности операционной деятельности, четкой приоритизации капитальных затрат, приверженности финансовой дисциплине, рационализации портфелей активов и проектов Компании, переходе на портфельное управление проектами.
Комплаенс-риски Умышленные действия коррупционного характера, направленные на получение личной выгоды и имущественных интересов, в том числе для третьих лиц, любые факты проявления коррупционных действий являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании вне зависимости от размера финансового ущерба.	Компания проводит последовательную работу по внедрению и усилению систем внутреннего контроля, установлению единой политики предотвращения правонарушений и недобросовестных действий как со стороны третьих лиц, так и со стороны работников Компании, установлению порядка проведения внутренних расследований по фактам совершения противоправных и недобросовестных действий со стороны работников Компании. В Компании функционирует телефон доверия. Компания приняла политики и стандарты, а также обязательства: • по внедрению и усилению систем внутреннего и комплаенс-контроля; • ведению антикоррупционного мониторинга; • проведению анализа коррупционных рисков; • формированию антикоррупционной культуры; • установлению организационно-правовых механизмов, обеспечивающих подотчетность, подконтрольность и прозрачность процедур принятия решений; • принятию и соблюдению норм деловой этики; • предотвращению конфликта интересов.

Описание риска и возможных последствий	Меры, принимаемые для снижения риска и управления риском
Колебание цен на нефть Компания подвержена риску волатильности цен на энергоносители.	Компания на постоянной основе осуществляет мониторинг и анализ динамики цен и спроса на нефть и нефтепродукты. Модель стратегического и текущего планирования Компании основана на сценарном подходе и предусматривает внесение соответствующих корректировок. Компания обладает внутренними резервами и в состоянии провести оптимизацию затрат и капитальных вложений, чтобы выполнить свои обязательства. при снижении цен на нефть, газ и нефтепродукты, а также не исключает возможности приобретения финансовых инструментов для защиты от существенного падения цен на нефть.
Страновые риски и риски санкций Компания осуществляет операции в иностранных государствах. Любые существенные негативные изменения в экономической и политической ситуации страны-реципиента могут отразиться на деятельности Компании. Санкции в отношении некоторых стран, включая секторальные санкции, могут затрагивать деятельность Компании и оказывать влияние на перспективные проекты.	Компания ограничивает уровень страновых рисков путем установления страновых лимитов на основе анализа страны-реципиента (с экономической, политической, стратегической, социальной и иных сторон). Компанией был проведен анализ влияния экономических санкций на деятельность Компании и возможных мер реагирования. Были рассмотрены совместные проекты/ существенные транзакции с российскими организациями, изучены возможные операционные и финансовые риски. Компания осуществляет мониторинг действующих санкций для минимизации негативных эффектов и последствий с учетом потенциально возможного расширения санкций, которые могут оказать точечное влияние на перспективные проекты Компании. В целях снижения рисков Компания предусматривает механизмы выхода из проектов или самостоятельной их реализации в случае ужесточения санкционного режима.
Киберриски Рост киберпреступности в мировом масштабе и усиление влияния цифровизации на производственные и управленческие процессы в Компании повышают риски атак на информационно-коммуникационную систему Компании с целью нарушения ее целостности, доступности и конфиденциальности.	• Внедряются специализированные аппаратно-программные средства информационной безопасности для обеспечения автоматизированного мониторинга внешних и внутренних угроз; • на регулярной основе проводится тестирование уязвимости системы к внешним атакам, анализ безопасности инфраструктуры информационных технологий, аудит сетевых компонентов, своевременный контроль безопасности операционных систем; • проводится поддержание соответствия системы менеджмента информационной безопасности Компании действующим международным стандартам.
Репутационные риски Компания подвержена репутационному риску, влияющему на деловую репутацию и взаимоотношения с инвесторами, контрагентами, партнерами и другими заинтересованными сторонами.	Компания проводит комплекс мер по управлению данным риском, включающий публикации в СМИ, организацию брифингов, пресс-конференций, выступлений руководства с целью освещения различных аспектов деятельности Компании и повышения информированности заинтересованных сторон. В Компании работает горячая линия, а также организован процесс по оперативному реагированию на жалобы и претензии с целью устранения их причин.
Валютный риск Валютный риск — возможное неблагоприятное изменение финансовых показателей Компании, обусловленное колебаниями валютных курсов.	Учитывая валютную структуру выручки и обязательств, Компания в своей деятельности также подвержена валютному риску. Стратегия управления данным риском предусматривает использование комплексного подхода, учитывающего возможность применения естественного (экономического) хеджирования. Обеспечивается соотношение активов и обязательств, номинированных в иностранной валюте, рассчитывается выручка с учетом влияния валютного риска.
Налоговый риск Сохраняются риски изменения налогового законодательства и неоднозначного его толкования, а также риски увеличения налогового бремени и потери права применения налоговых льгот.	Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений налогового законодательства, оценивает и прогнозирует степень их возможного влияния на деятельность Компании, следит за тенденциями правоприменительной практики, учитывает изменения законодательства в своей деятельности. Специалисты Компании регулярно принимают участие в различных рабочих группах по разработке законопроектов в сфере налогового законодательства; в целях минимизации налоговых рисков Компания улучшает процессы налогового администрирования, проводит налоговые аудиты.

Описание риска и возможных последствий	Меры, принимаемые для снижения риска и управления риском
Риск изменения процентных ставок и ликвидности банков второго уровня Рост мировых процентных ставок и ослабление финансовой устойчивости банковского сектора могут негативно повлиять на стоимость заимствования и на размещение временно свободных денежных средств.	
Инвестиционные (проектные) риски Компания реализует ряд проектов в области разведки, добычи, транспортировки и переработки углеводородов, которые могут быть подвержены значительным рискам, связанным с внешними и внутренними факторами. Реализация подобных рисков может в значительной степени повлиять на успешность реализации проектов.	
Риски изменения применимого законодательства, а также риски судебных исков и арбитражных разбирательств На результаты деятельности Компании могут оказывать влияние изменения в применимом законодательстве, включая недропользование, налоговое, валютное, таможенное регулирование и т.п., а также риск принятия судами негативных решений по судебным и арбитражным спорам, в которые вовлечена Компания.	

Описание риска и возможных последствий	Меры, принимаемые для снижения риска и управления риском
Риск угрозы пандемии COVID-19 Вспышка коронавируса COVID-19 самым негативным образом отразилась на торговле и экономике всего мира. На результаты деятельности Компании может оказать длительное воздействие негативных риск-факторов, связанных с угрозой пандемии COVID-19: • существенное снижение цен на энергоресурсы; • угроза здоровью работников и членов их семей, необходимость введения карантинного режима в организации и ограничение деятельности вследствие карантинных мер; • ограничение импорта товаров, работ, услуг из Китая / ограничения в перемещении рабочей силы, в связи с мерами, принимаемыми правительством Китая в целях нераспространения COVID-19 (в том числе запрет на выезд из Китая граждан); • а также ограничения авиа/жд сообщения с Китаем может привести к срыву сроков реализации инвестиционных проектов, с существенной долей китайских товаров/работ/услуг, вовлечения иностранной рабочей силы из Китая; • снижение объема экспорта газа в Китай в связи с существенным снижением спроса на газ со стороны Китая.	Компания осуществляет постоянный мониторинг изменения ситуации с распространением COVID-19 в мире, а также проводит все необходимые профилактические мероприятия по недопущению заражения и распространения COVID-19 на рабочих местах. Компания обеспечивает готовность к ухудшению эпидемиологической обстановки, а также реализацию ряда мер по обеспечению непрерывности деятельности на случай выявления COVID-19.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С АКЦИОНЕРАМИ И ИНВЕСТОРАМИ

Структура акционерного капитала¹

Наименование держателя	Простые акции, шт.	Простые акции, доля в %	Привилегированные акции	Всего акций, шт.	Всего акций, доля в %
АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»	551 698 745	90,42	–	551 698 745	90,42
РГУ «Национальный Банк Республики Казахстан»	58 420 748	9,58	–	58 420 748	9,58

Выпуск ценных бумаг¹

Вид акций	Количество объявленных акций	Количество размещенных акций	Количество нерасположенных акций
Простые	849 559 596	610 119 493	239 440 103

В отчетный период изменений в структуре акционеров не было.

На годовом Общем собрании акционеров, функции которого в соответствии с законодательством и Уставом Компании выполняет Правление Фонда, ожидаются утверждения следующих документов:

1. Годовая финансовая отчетность (консолидированная и отдельная) КМГ за 2019 год;
2. Порядок распределения чистого дохода КМГ за 2019 год;
3. Размер дивиденда в расчете на одну простую акцию КМГ.

Также годовым собранием будут приняты решения по вопросу об обращениях акционеров на действия Общества и его должностных лиц в 2019 году и итогах их рассмотрения.

Внеочередные общие собрания акционеров не проводились.

¹. По состоянию на 31 декабря 2019 года.

ДИВИДЕНДЫ

Принципы дивидендной политики КМГ:

- принцип обеспечения гарантированной выплаты дивидендов на государственный пакет акций;
- принцип обеспечения финансирования деятельности Фонда¹, включая финансирование новых видов деятельности и инвестиционных проектов, реализуемых за счет средств Фонда;
- принцип необходимости финансирования компаниями расходов на развитие, в том числе, своей инвестиционной деятельности.

Дивидендная история

Показатель	2017	2018
Дивиденд на одну акцию, тенге	61,54	60,64
Всего выплачено дивидендов, млрд тенге	36,2	36,9
Сумма дивидендов / чистая прибыль по МСФО, % (согласно Дивидендной политике)	8,29%	5,32%

КРЕДИТНЫЕ РЕЙТИНГИ

Рейтинговое агентство	Рейтинг	Прогноз
S&P	BB	Негативный
Moody's	Baa3	Позитивный
Fitch	BBB-	Стабильный

По состоянию на 27 марта 2020 года.

Существенное улучшение финансовых показателей КМГ привело к повышению рейтингов оценки собственной кредитоспособности от трех международных рейтинговых агентств в 2018-2019 годах.

- 8 ноября 2018 года международное рейтинговое агентство S&P Global Ratings повысило долгосрочные рейтинги КМГ до «BB» с «BB-». Прогноз — «стабильный». Повышение рейтинга отражает ожидания рейтингового агентства по дальнейшему улучшению финансовых показателей собственной кредитоспособности КМГ. Рейтинговое агентство S&P повысило оценку характеристик собственной кредитоспособности Компании (stand-alone credit profile — SACP) до «b+» с «b».
- 22 августа 2019 года международное рейтинговое агентство Moody's изменило прогноз КМГ на «позитивный» со «стабильного», подтвердив рейтинги на уровне «Baa3». Базовая оценка кредитоспособности КМГ (без чрезвычайной поддержки со стороны правительства) была повышена до уровня «ba2» с «ba3».

Это отражает улучшение кредитных показателей Компании, включая снижение кредитного долга и увеличение покрытия процентных расходов.

- 28 марта 2019 года международное агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочный рейтинг дефолта эмитента (РДЭ) КМГ на уровне «BBB-». Прогноз — «стабильный». Рейтинговое агентство повысило оценку кредитоспособности КМГ на самостоятельной основе без учета чрезвычайной поддержки со стороны правительства до «BB-». Это отражает: 1) значительные объемы добычи углеводородов; 2) интеграцию в более стабильные сегменты транспортировки и переработки/сбыта; 3) статус КМГ как национальной нефтегазовой компании.
- 27 марта 2020 года Международное рейтинговое агентство S&P подтвердило текущий «BB» рейтинг и понизило прогнозы по КМГ на "негативный" в связи со снижением цен на нефть.
- 27 марта 2020 года международное агентство Fitch Ratings подтвердило рейтинги КМГ на уровне «BBB-» с прогнозом "стабильный".

¹. АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (далее — Фонд).

ОБЛИГАЦИОННЫЕ ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2019 года консолидированный долг КМГ с перерасчетом в доллары США составил 10,0 млрд долл. США, из которых 7,3 млрд долл. США (~73%) относятся к облигационным займам.

КМГ осуществляет заимствования на внутреннем и международном рынках капитала в соответствии со своей гибкой и взвешенной политикой управления долгом. Долговые ценные бумаги КМГ являются одними из наиболее ликвидных инструментов среди эмитентов Казахстана. Облигации КМГ в иностранной валюте исторически привлекали широкий круг инвесторов. База инвесторов насчитывает тысячи институциональных и розничных инвесторов, в основном

из США, Европы и Азии. Еврооблигации обращаются на Лондонской фондовой бирже и Казахстанской фондовой бирже.

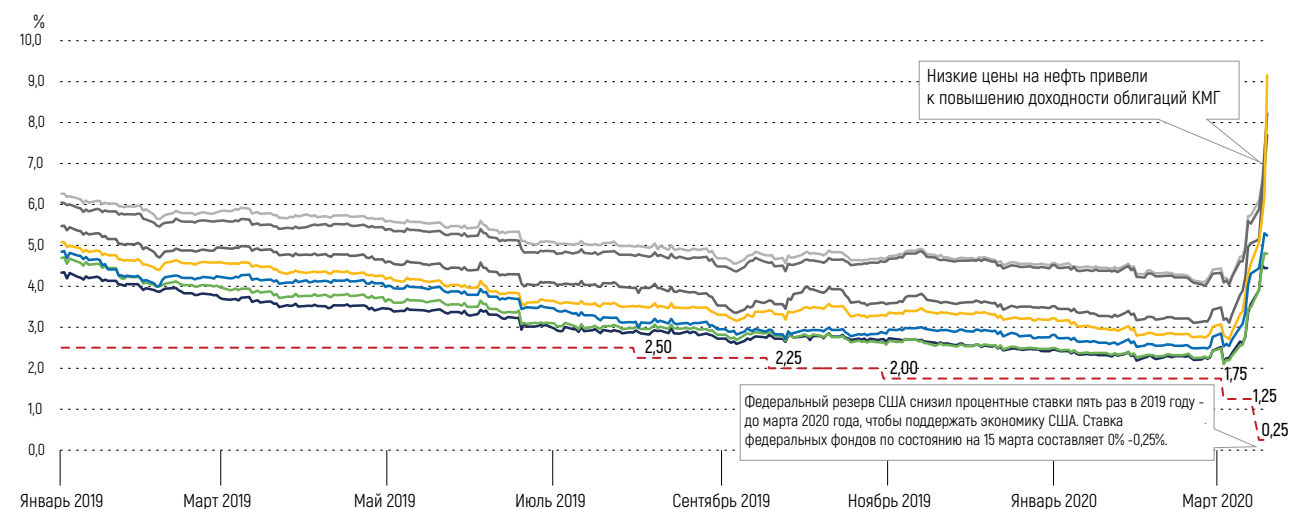
По состоянию на 31 декабря 2019 года в обращении находились семь выпусков еврооблигаций на общую сумму по номиналу 6,41 млрд долл. США. В 2019 году доходности еврооблигаций КМГ снизились на фоне снижения мировых процентных ставок, низкого уровня странового риска (средний уровень 5-летних CDS (Credit Default Swap) по Казахстану за 2019 год составил 70 бп) и улучшения кредитного профиля Компании.

Еврооблигации КМГ, находящиеся в обращении¹

Валюта	Объем выпуска, млрд долл. США	Объем в обращении, млрд долл. США	Купонная ставка, % годовых	Дата размещения	Дата погашения	ISIN: REGS/ 144A
Долл. США	1,00	0,41	4,4	30.04.2013	30.04.2023	XS0925015074/US46639UAA34
Долл. США	0,50	0,50	3,875	19.04.2017	19.04.2022	XS1595713279/US48667QAM78
Долл. США	1,00	1,00	4,75	19.04.2017	19.04.2027	XS1595713782/US48667QAN51
Долл. США	1,25	1,25	5,75	19.04.2017	19.04.2047	XS1595714087/US48667QAP00
Долл. США	0,50	0,50	4,75	24.04.2018	24.04.2025	XS1807299174/US48667QAR65
Долл. США	1,25	1,25	5,375	24.04.2018	24.04.2030	XS1807300105/US48667QAR82
Долл. США	1,50	1,50	6,375	24.04.2018	24.10.2048	XS1807299331/US48667QAS49
Сумма	7,00	6,41				

Источник: Bloomberg.

ДИНАМИКА ДОХОДНОСТИ ОБЛИГАЦИЙ КМГ



¹. Приоритетные, необеспеченные по состоянию на 31 декабря 2019 года.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ИНВЕСТОРАМИ

КМГ продолжает успешно реализовывать обширную программу взаимодействия с нынешними и потенциальными инвесторами и инвестиционным сообществом в целом.

Взаимодействие с инвестиционным сообществом под-держивается на уровне Председателя Совета директоров, Председателя Правления, членов Правления и руководи-телей стратегических, финансовых и операционных струк-турных подразделений КМГ и Департамента по работе с инвесторами и регуляторному раскрытию.

В течение 2019 года КМГ регулярно организовывал пря-мое общение руководства с инвестиционным сообще-ством в рамках роуд-шоу, коллективных и индивидуальных встреч, казахстанских и международных конференций и других мероприятий, проводимых международными институтами и инвестиционными банками. В мае и октя-бре 2019 года были успешно проведены выездные встречи топ-менеджмента с рядом ключевых инвестиционных фон-дов и институтов Европы и США, которые являются дер-жателями облигаций и потенциальными инвесторами. Инвесторы подчеркнули важность личных встреч с руко-водством Компании в формате роуд-шоу и высоко оценили инициативу по проведению регулярных встреч.

КМГ нацелен на продолжение регулярного привлечения инвесторов путем проведения роуд-шоу, индивидуальных встреч или групповых встреч и участия в конференциях для инвесторов.

Каждый квартал КМГ проводит конференц-звонки для инвесторов с участием заместителя Председателя, чле-нов Правления и директоров департаментов.

Прямое общение посредством регулярных встреч и кон-ференц-звонков позволяет инвестиционному сообществу, включая инвесторов, аналитиков, представителей финан-совых новостных изданий и международных рейтинговых агентств, получать информацию напрямую от руководства Компании касательно стратегического развития и результа-тов производственной и финансовой деятельности.

Материалы для инвестиционного сообщества публику-ются и находятся в открытом доступе. КМГ ежеквартально публикует Отчет руководства о результатах финансо-во-хозяйственной деятельности, презентацию и пресс-ре-лиз по квартальным результатам, а также финансовую отчетность по стандартам МСФО. Также предоставляются аналитические справочники для подробного анализа дея-тельности Компании.

Совет директоров получает комментарии и отзывы от инве-стиционного сообщества и оценивает важность дальней-шего улучшения эффективности двухстороннего диалога. КМГ регулярно проводит анализ восприятия Компании инвестиционным сообществом.

КМГ намерен продолжить развитие функции взаимодей-ствия с инвесторами, что будет способствовать улучшению инвестиционной привлекательности Компании и сниже-нию стоимости привлечения новых заимствований. КМГ планирует проводить регулярные встречи с инвесторами в рамках роуд-шоу, конференций один-два раза в год.

Календарь взаимодействия с инвесторами в 2019 году

I квартал	• Конференц-звонок по итогам финансовых и операционных результатов за 2018 год. • Отчет руководства о результатах финансово-хозяйственной деятельности и презентация по квартальным результатам.
II квартал	• Конференц-звонок по результатам деятельности за I квартал. • Отчет руководства о результатах финансово-хозяйственной деятельности и презентация по квартальным результатам. • Годовой отчет за 2018 год. • Роуд-шоу в мае (Лондон, Франкфурт, Нью-Йорк, Бостон, Чикаго, Лос-Анджелес).
III квартал	• Конференц-звонок по результатам деятельности за II квартал. • Отчет руководства о результатах финансово-хозяйственной деятельности и презентация по квартальным результатам. • Отчет об устойчивом развитии.
IV квартал	• Конференц-звонок по результатам деятельности за III квартал. • Отчет руководства о результатах финансово-хозяйственной деятельности и презентация по квартальным результатам. • Участие в конференциях Kazakhstan in Focus Day в Лондоне и The Emerging & Frontier Markets Conference' в Нью-Йорке. • Роуд-шоу в октябре (Лондон, Франкфурт, Цюрих, Нью-Йорк, Бостон, Лос-Анджелес).



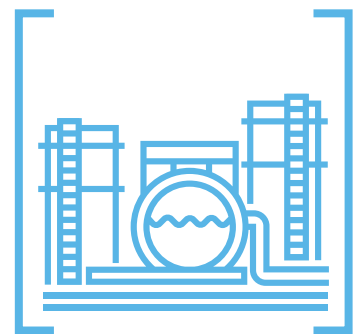
#1

ПО
ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ
В КАЗАХСТАНЕ

Компания обеспечивает
81% переработки нефти в
Казахстане

ДАЛЕЕ:

**ФИНАНСОВАЯ
ОТЧЕТНОСТЬ**



ВНУТРЕННИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ОБЕСПЕЧЕНЫ
СОБСТВЕННЫМИ
ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫМИ
МАТЕРИАЛАМИ В ПОЛНОМ
ОБЪЕМЕ. НАРЯДУ С ЭТИМ,
37 ТЫС. ТОНН БЕНЗИНА
НАПРАВЛЕНО НА ЭКСПОРТ

Благодаря завершившейся
глубокой модернизации ведущих
нефтеперерабатывающих
предприятий Казахстана –
Атырауского, Павлодарского
и Шымкентского заводов –
увеличилась мощность и глубина
переработки сырой нефти,
обеспечено высокое качество
нефтепродуктов по стандартам К4
и К5 (стандарты Евро-4 и Евро-5)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ АУДИТОРА



«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, д. 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 59 60
Факс: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 59 60
Fax: +7 727 258 59 61
www.ey.com

Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционерам и руководству АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за годы, закончившиеся на указанные даты, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за годы, закончившиеся на указанные даты, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.



Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
------------------------	---

Обесценение долгосрочных активов

Мы считаем, что данный вопрос является одним из самых значимых в нашей аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестиции в нефтегазодобывающие и перерабатывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчетности, высоким уровнем субъективности допущений, лежащих в основе анализа обесценения, а также существенных суждений и оценок, принятых руководством. Кроме того, совокупность нестабильности цен на нефть и тенге, увеличения инфляции и стоимости заимствований и неопределенности в отношении будущего экономического роста влияет на перспективы деятельности Группы и может потенциально привести к обесценению активов Группы.

Существенные допущения включали ставки дисконтирования, прогнозные цены на нефть и нефтепродукты и прогнозные ставки инфляции и курсов обмена валют. Существенные оценки включают план добычи, будущие капитальные затраты и запасы нефти и газа, доступные для разработки и добычи.

Информация о долгосрочных активах и выполненных тестах на обесценение приведена в *Примечании 4* к консолидированной финансовой отчетности.

Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчета возмещаемой стоимости, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчете возмещаемой стоимости, с доступными рыночными прогнозами.

Мы сравнили ставки дисконтирования и ставки долгосрочного роста с общими показателями рынка и прочими доступными сведениями.

Мы оценили математическую точность моделей обесценения и анализа чувствительности результатов теста на обесценение к изменениям допущений.

Мы проанализировали раскрытие информации о тесте на обесценение в консолидированной финансовой отчетности.



Соблюдение установленных показателей по обязательствам

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые ограничительные условия. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объёмов торговли, выручки и прибыли, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к дефициту финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по кредитным соглашениям Группы. Соблюдение ограничительных условий по кредитным соглашениям является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчётности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчёте о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в *Примечании 25* к консолидированной финансовой отчётности.

Оценка запасов и ресурсов нефти и газа

Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов углеводородов может оказать существенное влияние на результаты теста на обесценения, а также на показатели износа, истощения и амортизация и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Запасы и ресурсы также являются фундаментальными показателями будущего потенциала деятельности Группы.

Мы изучили условия кредитных соглашений и проанализировали финансовые и нефинансовые ограничительные условия, условия досрочного погашения и случаи дефолта. Мы изучили наличие подтверждений, полученных от банков в отношении соблюдения финансовых ограничительных условий. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы проверили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Мы проанализировали раскрытия в отношении соблюдения установленных показателей по обязательствам в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Мы выполнили процедуру по оценке компетентности, возможностей и объективности внешнего эксперта, привлеченного Группой для оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Мы оценили предпосылки, использованные внешним экспертом, и сравнили их с макроэкономическими показателями, прогнозами добычи углеводородов, эксплуатационными затратами, капитальными вложениями и другими производственными показателями,



Информация об оценке запасов и ресурсов нефти и газа раскрыта в *Примечании 4* к консолидированной финансовой отчетности как часть существенных бухгалтерских оценок.

утвержденными руководством Группы. Мы сравнили оценки запасов и ресурсов с оценками, использованными в анализе активов на обесценение, начислении износа, истощения и амортизации, а также обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2019 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2019 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не предоставляем вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений. Если на основании проведенной нами работы мы приходим к выводу о том, что такая прочая информация содержит существенное искажение, мы обязаны сообщить об этом факте. У нас нет сведений о таких фактах.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.



Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- ▶ выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- ▶ получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- ▶ оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;
- ▶ делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- ▶ проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- ▶ получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить



мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнер, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Гულიмира Турмагамбетова.

ТОО «Эрнст энд Янг»



Гულიмира Турмагамбетова
Аудитор / Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»



Квалификационное свидетельство
аудитора №0000374 от 21 февраля 1998
года

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан серии МФЮ-2 №
0000003, выданная Министерством
финансов Республики Казахстан 15 июля
2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

5 марта 2020 года

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за год, закончившийся 31 декабря 2019 года с отчетом независимого аудитора

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

		За годы, закончившиеся 31 декабря		
В миллионах тенге	Прим.	2019	2018* (пересчитано)	2017* (пересчитано)
Выручка и прочие доходы				
Выручка	6	6 858 856	6 988 964	4 793 763
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	7	827 979	697 326	414 950
Финансовый доход	14	240 880	161 027	122 574
Доход от выбытия дочерних организаций	5	17 481	18 359	—
Прочий операционный доход		24 936	23 035	20 165
Итого выручка и прочие доходы		7 970 132	7 888 711	5 351 452
Расходы и затраты				
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	8	(3 913 744)	(4 312 958)	(2 729 514)
Производственные расходы	9	(721 693)	(604 475)	(624 346)
Налоги кроме подоходного налога	10	(454 295)	(477 732)	(354 447)
Износ, истощение и амортизация	35	(337 424)	(285 186)	(238 021)
Расходы по транспортировке и реализации	11	(420 402)	(370 777)	(238 063)
Общие и административные расходы	12	(213 967)	(213 485)	(163 780)
Обесценение основных средств и нематериальных активов, и активов по разведке и оценке	13	(207 819)	(165 522)	(24 660)
Восстановление обесценения инвестиций в совместное предприятие	19	—	—	14 845
Прочие расходы		(7 203)	(23 283)	(34 767)
Финансовые затраты	14	(317 433)	(427 655)	(306 355)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		8 479	(38 320)	67 055
Итого расходы и затраты		(6 585 501)	(6 919 393)	(4 632 053)
Прибыль до учета подоходного налога		1 384 631	969 318	719 399
Расходы по подоходному налогу	30	(226 180)	(279 260)	(190 285)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		1 158 451	690 058	529 114
Прекращенная деятельность				

Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	5	6	3 453	(3 666)
Чистая прибыль за год	1 158 457	693 511	525 448	
Чистая прибыль/(убыток) за год, приходящаяся на:				
Акционеров Материнской Компании	1 197 157	695 864	443 408	
Неконтрольную долю участия	(38 700)	(2 353)	82 040	
	1 158 457	693 511	525 448	
Прочий совокупный доход				
Прочий совокупный доход/(убыток), подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:				
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений	(32 072)	479 196	(75 011)	
Налоговый эффект	(1 240)	—	—	
Реклассифицированная курсовая разница группы выбытия	—	(476)	(424)	
Чистый прочий совокупный (убыток)/доход за год, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах	(33 312)	478 720	(75 435)	
Прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:				
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами Группы	(5 688)	(3 658)	(1 148)	
Переоценка актуарных убытков по планам с установленными выплатами совместных предприятий	199	(160)	(173)	
Прочие	—	—	(150)	
Налоговый эффект	1 179	(86)	8	
Чистый прочий совокупный убыток за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах	(4 310)	(3 904)	(1 463)	
Прочий совокупный (убыток)/доход за год	(37 622)	474 816	(76 898)	
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога	1 120 835	1 168 327	448 550	
Итого совокупный доход за год, приходящийся на:				
Акционеров Материнской Компании	1 159 447	1 161 007	366 949	
Неконтрольную долю участия	(38 612)	7 320	81 601	
	1 120 835	1 168 327	448 550	

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Управляющий директор – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев

А.Ж. Бекназарова

Е.Е. Орманбаев

¹. Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за 2018 и 2017 год, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

За годы, закончившиеся 31 декабря				
В миллионах тенге	Прим.	2019	2018' (пересчитано)	2017' (пересчитано)
Активы				
Долгосрочные активы				
Основные средства	15	4 484 271	4 515 170	4 080 165
Активы в форме права пользования		38 379	—	—
Активы по разведке и оценке	16	179 897	189 800	253 326
Инвестиционная недвижимость		9 541	24 188	27 423
Нематериальные активы	17	171 172	173 077	185 205
Долгосрочные банковские вклады	18	52 526	52 297	48 523
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	19	5 590 384	4 895 444	3 823 630
Активы по отсроченному налогу	30	73 714	97 881	98 681
НДС к возмещению		133 557	113 073	96 666
Авансы за долгосрочные активы		73 367	27 176	124 907
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	615 546	638 528	672 449
Прочие финансовые активы		2 488	4 753	4 161
Прочие долгосрочные активы		17 162	16 942	17 401
		11 442 004	10 748 329	9 432 537
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	20	281 215	312 299	250 369
НДС к возмещению		74 049	66 522	69 605
Предоплата по подоходному налогу	3	54 517	53 143	36 135
Торговая дебиторская задолженность	21	397 757	493 977	467 867
Краткосрочные банковские вклады	18	359 504	386 459	1 638 941
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	22	138 719	148 615	169 502
Прочие текущие активы	21	262 094	204 723	196 110
Денежные средства и их эквиваленты	23	1 064 452	1 539 453	1 263 987
		2 632 307	3 205 191	4 092 516
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	5	7 604	61 760	24 905
		2 639 911	3 266 951	4 117 421
ИТОГО АКТИВОВ		14 081 915	14 015 280	13 549 958
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал	2	916 541	916 541	709 345
Дополнительный оплаченный капитал	24	40 794	40 794	243 876
Прочий капитал		83	83	83
Резерв от пересчета валюты отчетности		1 731 747	1 764 108	1 295 091
Нераспределенная прибыль		5 469 236	4 341 063	3 665 192
Относящийся к акционерам материнской компании		8 158 401	7 062 589	5 913 587
Неконтрольная доля участия	24	38 255	80 480	870 018

Итого капитала		8 196 656	7 143 069	6 783 605
Долгосрочные обязательства				
Займы	25	3 584 076	3 822 648	3 417 112
Резервы	26	273 589	229 797	203 775
Обязательства по отсроченному налогу	30	509 462	479 598	380 73
Обязательства по аренде		35 996	6 550	5 314
Предоплата по договорам поставки нефти	27	—	480 250	581 578
Прочие долгосрочные обязательства		43 694	45 213	51 879
		4 446 817	5 064 056	4 640 396
Текущие обязательства				
Займы	25	253 428	330 590	884 140
Резервы	26	103 538	98 471	78 812
Подходный налог к уплате	30	13 011	13 272	10 081
Торговая кредиторская задолженность	28	667 861	632 739	513 851
Прочие налоги к уплате	29	86 666	105 026	101 198
Обязательства по аренде		10 922	2 656	1 676
Предоплата по договорам поставки нефти	27	—	384 199	332 330
Прочие текущие обязательства	28	303 016	236 163	201 940
		1 438 442	1 803 116	2 124 028
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	5	—	5 039	1 929
Итого обязательств		5 885 259	6 872 211	6 766 353
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		14 081 915	14 015 280	13 549 958
Балансовая стоимость одной акции	24	13,154	11,424	11,195

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Управляющий директор – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев

А.Ж. Бекмазарова

Е.С. Орманбаев

¹. Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, поскольку отражают произведенные корректировки, информация о которых приводится в Примечании 3.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За годы, закончившиеся 31 декабря				
В миллионах тенге	Прим.	2019	2018* (пересчитано)	2017* (пересчитано)
Денежные потоки от операционной деятельности				
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности		1 384 631	969 318	719 399
Прибыль/(убыток) до учета подоходного налога от прекращенной деятельности		6	3 453	(3 666)
Прибыль до учета подоходного налога		1 384 637	972 771	715 733
Корректировки:				
Износ, истощение и амортизация	35	337 424	285 186	238 021
Обесценение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке	13	207 819	165 522	24 660
(Восстановление) инвестиции в совместное предприятие	19	—	—	(14 845)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи		24	168	68
(Восстановление) /начисление резерва обесценения долгосрочных авансов	12	(11)	—	1 188
(Восстановление)/начисление резерва на неликвидные запасы		(2 534)	4 339	345
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности	12	1 892	(1 489)	1 056
Начисление/(восстановление) ожидаемых кредитных убытков по прочим текущим активам	12	12 246	1 225	(120)
НДС списанный на расходы	12	6 910	3 031	7 923
Начисление/(восстановление) обесценения НДС к возмещению	12	15 703	4 215	(24 158)
Корректировка справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу		—	2 291	711
Курсовая разница, нетто		4 142	(6 061)	(62 879)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		6 430	3 517	3 815
Нереализованные (доходы)/убытки от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		(465)	(415)	231
Реализованные (доходы)/убытки от производных финансовых инструментов по нефтепродуктам		(8 410)	1 435	3 534
Корректировка оплаты авансов полученных на поставку нефти (Примечание 27)		(864 450)	(344 274)	(244 559)
Финансовые затраты	14	317 433	427 655	306 355
Финансовые затраты от прекращенной деятельности		—	85	131
Финансовый доход	14	(240 880)	(161 027)	(122 574)
Финансовый доход от прекращенной деятельности		—	(66)	(427)
Доход от выбытия дочерних организаций	5	(17 481)	(18 359)	—
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированной компании, нетто	30	(827 979)	(697 326)	(414 950)
Изменение в финансовых гарантиях		(6 956)	1 405	1 381
Изменение в резервах	26	2 967	6 711	(9 896)
Операционная прибыль до корректировок оборотного капитала		328 461	650 539	410 744
Изменение в предоплате НДС к возмещению		(28 070)	(12 250)	(9 466)
Изменение в товарно-материальных запасах		11 710	(55 606)	(53 833)
Изменение в торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активах		11 466	26 369	(17 795)

Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности и контрактных обязательствах	(23 578)	(39 896)	61 908
Изменение в авансах полученных на поставку нефти (Примечание 27)	—	172 322	175 133
Изменение в прочих налогах к уплате	(19 916)	28 022	81 303
Денежные потоки, полученные от операционной деятельности	280 073	769 500	647 994
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	126 461	160 061	271 783
(Выплаты)/поступления по производным финансовым инструментам, нетто	(7)	(225)	57
Подходный налог уплаченный	(161 979)	(186 199)	(112 605)
Вознаграждение полученное	118 207	134 365	104 804
Вознаграждение уплаченное	(238 954)	(248 341)	(216 640)
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности	123 801	629 161	695 393
Денежные потоки от инвестиционной деятельности			
Изъятие/(размещение) банковских вкладов, нетто	28 987	1 295 272	(457 273)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов	(444 193)	(430 305)	(464 353)
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и разведочных и оценочных активов	42 776	8 711	1 408
Поступление денежных средств от продажи дочерних организаций (Примечание 5)	56 760	18 112	9 151
Денежные средства приобретенных дочерних организаций	—	—	181
Приобретения и взносы в уставный капитал совместных предприятий	(889)	(1 467)	(3)
Поступление денежных средств от продажи совместных предприятий (Примечание 19)	—	2 000	—
Возврат взноса в совместные предприятия	—	93 072	1 715
Займы, предоставленные связанным сторонам	(56 516)	(64 716)	(184 708)
Погашение займов, выданных связанным сторонам (Примечание 31)	47 656	40 984	455
Изъятие/(приобретение) долговых инструментов	454	244	(332)
Поступления по векселю к получению от акционера совместного предприятия (Примечание 31)	5 403	29 174	—
Чистые денежные потоки, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности	(319 562)	991 081	(1 093 759)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам (Примечание 25)	271 772	1 249 907	1 508 170
Погашение займов (Примечание 25)	(444 656)	(2 069 977)	(689 074)
Дивиденды выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК (Примечание 24)	(36 998)	(36 273)	(45 878)
Дивиденды выплаченные акционерам неконтрольной доли (Примечание 24)	(5 693)	(6 390)	(12 416)
Выкуп собственных акций дочерней организацией (Примечание 24)	(2 318)	(642 524)	—
Распределения в пользу Самрук-Казына	(36 297)	(13 553)	(22 652)
Погашение обязательств по основному долгу аренды	(16 181)	(1 558)	(1 069)
Чистое движение денежных средств, (использованных)/полученных от финансовой деятельности	(270 371)	(1 520 368)	737 081
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	(14 985)	179 467	22 437
Изменение в резерве ожидаемых кредитных убытков	(279)	(98)	—
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	(481 396)	279 243	361 152
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	1 545 848	1 266 605	905 453
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	1 064 452	1 545 848	1 266 605

НЕДЕНЕЖНЫЕ И ПРОЧИЕ ОБОРОТЫ: ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАСКРЫТИЕ

Следующие значительные неденежные и другие операции были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

Кредиторская задолженность за долгосрочные активы

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, кредиторская задолженность за приобретение основных средств увеличилась на 97 382 млн тенге (2018 год: 41 609 млн тенге, 2017 год: 11 795 млн тенге).

Приобретение основных средств

В 2018 и 2017 годах Группа получила основные средства в счет банковских аккредитивов (в рассрочку) на сумму 33 216 млн и 135 393 млн тенге, которые были признаны в составе поступлений основных средств (Примечание 25).

Вклад газопроводов

В 2018 году Компания выпустила простые акции на общую сумму 207 196 млн тенге в обмен на газопроводы, полученные от Самрук-Казына и признанные ранее в качестве дополнительного оплаченного капитала (Примечание 24).

Списание займов у партнеров по контрактам на недропользование и капитализация затрат по займам

Группой и ее партнерами были добровольно расторгнуты в 2019 году один и 2018 году два контракта на недропользование. Эти проекты финансировались по принципу кэри-финансирования, в соответствии с которым доля расходов Группы финансировалась партнерами проекта. Данное финансирование было отражено в займах Группы и подлежали оплате после начала коммерческой добычи и при наличии положительных денежных потоков. Так как проекты были прекращены, Группа списала соответствующие займы на 110 930 млн тенге в 2019 году и 53 263 млн тенге в 2018 году (Примечание 25).

Капитализация вознаграждений

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа капитализировала вознаграждения по займам в балансовой стоимости основных средств в размере 2 525 млн тенге (2018 год: 21 715 млн тенге, 2017 год: 26 532 млн тенге) (Примечание 25).

Финансовая гарантия

В течение 2019 года Группа предоставила финансовую гарантию за совместные предприятия для обеспечения их займов. При первоначальном признании справедливая стоимость финансовой гарантии была равна 11 162 млн тенге и была признана как увеличение балансовой стоимости инвестиции в совместное предприятие (2018 и 2017 года: ноль) (Примечание 19).

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Управляющий директор – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев

А.Ж. Бекназарова

Е.Е. Орymbаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

Приходится на акционеров Материнской Компании								
В миллионах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчета валюты отчетности	Нераспределенная прибыль	Итого	Неконтрольная доля участия	Итого
На 31 декабря 2016 года	696 377	243 655	222	1 370 264	3 322 319	5 632 837	801 560	6 434 397
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	443 408	443 408	82 040	525 448
Прочий совокупный убыток	—	—	—	(75 173)	(1 286)	(76 459)	(439)	(76 898)
Итого совокупный доход за год	—	—	—	(75 173)	442 122	366 949	81 601	448 550
Взнос в уставный капитал	12 968	221	—	—	—	13 189	—	13 189
Дивиденды (Примечание 24)	—	—	—	—	(45 879)	(45 879)	(13 269)	(59 148)
Распределения Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(23 634)	(23 634)	—	(23 634)
Операции с Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(29 736)	(29 736)	—	(29 736)
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	—	—	(131)	—	—	(131)	131	—
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	—	—	(8)	—	—	(8)	(5)	(13)
На 31 декабря 2017 года	709 345	243 876	83	1 295 091	3 665 192	5 913 587	870 018	6 783 605
Эффект от применения МСФО 9 и МСФО 15	—	—	—	—	(12 391)	(12 391)	(6)	(12 397)
На 1 января 2018 года	709 345	243 876	83	1 295 091	3 652 801	5 901 196	870 012	6 771 208
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	695 864	695 864	(2 353)	693 511
Прочий совокупный доход	—	—	—	469 017	(3 874)	465 143	9 673	474 816
Итого совокупный доход за год	—	—	—	469 017	691 990	1 161 007	7 320	1 168 327
Взнос в уставный капитал (Примечание 24)	207 196	(203 082)	—	—	—	4 114	—	4 114
Дивиденды (Примечание 24)	—	—	—	—	(36 272)	(36 272)	(6 200)	(42 472)
Распределения Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(27 383)	(27 383)	—	(27 383)
Операции с Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(88 546)	(88 546)	—	(88 546)
Приобретение дочерних компаний	—	—	—	—	—	—	345	345
Выкуп собственных акций дочерней компании (Примечание 24)	—	—	—	—	148 473	148 473	(790 997)	(642 524)

На 31 декабря 2018 года	916 541	40 794	83	1 764 108	4 341 063	7 062 589	80 480	7 143 069
Применение МСФО 16 (Примечание 3)	—	—	—	—	(4 268)	(4 268)	(910)	(5 178)
На 1 января 2019 года (пересчитано)	916 541	40 794	83	1 764 108	4 336 795	7 058 321	79 570	7 137 891
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	1 197 157	1 197 157	(38 700)	1 158 457
Прочий совокупный (убыток)/доход	—	—	—	(32 361)	(5 349)	(37 710)	88	(37 622)
Итого совокупный доход за год	—	—	—	(32 361)	1 191 808	1 159 447	(38 612)	1 120 835
Дивиденды (Примечание 24)	—	—	—	—	(36 998)	(36 998)	(4 138)	(41 136)
Распределения Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(6 194)	(6 194)	—	(6 194)
Операции с Самрук-Казына (Примечание 24)	—	—	—	—	(14 184)	(14 184)	—	(14 184)
Выкуп собственных акций дочерней компании (Примечание 24)	—	—	—	—	(1 991)	(1 991)	(473)	(2 464)
Взнос в уставный капитал без изменения доли владения акциями	—	—	—	—	—	—	1 908	1 908
На 31 декабря 2019 года	916 541	40 794	83	1 731 747	5 469 236	8 158 401	38 255	8 196 656

^{1.} Учетная политика и примечания на стр. 12–112 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Заместитель председателя Правления – финансовый директор

Управляющий директор – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев

А.К. Бекмазарова

Е.Е. Ортынтаев

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

за год, закончившийся 31 декабря 2019 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года, как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года, единственным акционером Компании являлся АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее – «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», тем самым образовав АО «Фонд Национального Благополучия «Самрук-Казына» (далее «Самрук-Казына»). Правительство является единственным акционером Самрук-Казына. 7 августа 2015 года Национальный Банк Республики Казахстан («Национальный Банк РК») приобрел 10 % и одну акцию доли Компании у Самрук-Казына.

На 31 декабря 2019 года Компания имеет доли участия в 54 операционных компаниях (в 2018 году: 57, в 2017 году: 52) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Нур-Султан, ул. Кунаева, д. 8.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазовой промышленной инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (Примечание 33).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена к выпуску Заместителем председателя Правления – финансовым директором, Управляющим директором – финансовым контролером и Главным бухгалтером Компании 5 марта 2020 года.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчетности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчетности округлены до миллионов, за исключением специально оговоренных случаев.

Группа изменила единицу представления валюты консолидированной финансовой отчетности с тысяч на миллион тенге, поскольку Группа считает, что это является более уместным для пользователей консолидированной финансовой отчетности.

ЗАЯВЛЕНИЕ О СООТВЕТСТВИИ

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции, утвержденной Советом по международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения определенных важных учетных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учетной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности Группы, раскрыты в Примечании 4.

ПЕРЕСЧЕТ ИНОСТРАННОЙ ВАЛЮТЫ

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании.

Операции и сальдо счетов

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на отчетную дату, признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Разницы, возникающие при погашении или пересчете монетарных статей, признаются в составе прибыли или убытка, за исключением монетарных статей, определенных как часть хеджирования чистых инвестиций Группы в зарубежные подразделения. Данные статьи признаются в составе прочего совокупного дохода до выбытия чистых инвестиций, с переклассификацией накопленной суммы в момент выбытия инвестиций в состав прибыли или убытка. Налоговые платежи и кредиты, присущие курсовым разницам по данным монетарным статьям, также признаются в составе прочего совокупного дохода.

Предприятия Группы

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;

- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2019 года составлял 382,59 тенге за 1 долл. США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2019 года (в 2018 году: 384,20 тенге за 1 долл. США, в 2017 году: 332,33 тенге за 1 долл. США). Обменный курс КФБ на 5 марта 2020 года составлял 380,53 тенге за 1 долл. США.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

НОВЫЕ СТАНДАРТЫ, РАЗЪЯСНЕНИЯ И ПОПРАВКИ К ДЕЙСТВУЮЩИМ СТАНДАРТАМ И РАЗЪЯСНЕНИЯМ

Принципы учета, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2019 года. Группа не применяла досрочно какие-либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

Группа впервые применяет МСФО (IFRS) 16 «Аренда» в 2019 году. Информация о характере и влиянии этих изменений раскрыта ниже. Группа также впервые применила некоторые поправки и разъяснения в 2019 год, но они не оказали влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет собой МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали большинство договоров аренды в балансе.

Порядок учета для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую. Таким образом, применение МСФО (IFRS) 16 не оказало влияния на учет договоров аренды, по которым Группа является арендодателем.

Группа применила МСФО (IFRS) 16 с использованием модифицированного ретроспективного метода с 1 января 2019 года. Согласно данному методу стандарт применяется ретроспективно с признанием суммарного эффекта при первоначальном применении стандарта на дату первоначального применения. При переходе на стандарт Группа решила использовать упрощение практического характера, позволяющее применять стандарт только к договорам, которые ранее были идентифицированы как договоры аренды с применением МСФО (IAS) 17 и Разъяснения КРМФО (IFRIC) 4 на дату первоначального применения. Группа также решила использовать освобождения от признания для договоров аренды, срок аренды по которым на дату начала аренды и на дату первого применения стандарта составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опцион на покупку (краткосрочная аренда), а также для договоров аренды, в которых базовый актив имеет низкую стоимость (аренда активов с низкой стоимостью), использовала в качестве альтернативы проверке на предмет обесценения анализ обременительного характера договоров аренды непосредственно до даты первоначального применения и использовала суждения задним числом при определении срока аренды, если договор содержал опцион на продление или прекращение аренды.

Влияние применения МСФО (IFRS) 16 на консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 1 января 2019 года:

	В миллионах тенге	На 1 января 2019 года
Активы		
Основные средства (Примечание 15)		(524)
Активы в форме права пользования		44 398
Авансы за долгосрочные активы		(2 364)
Итого активов		41 510
Капитал		
Нераспределенная прибыль		(4 268)
Неконтрольная доля участия		(910)
		(5 178)
Обязательства		
Обязательства по аренде		46 688
Итого капитала и обязательств		41 510

В момент заключения договора Группа оценивает, является ли соглашение арендой либо содержит ли оно признаки аренды. Иными словами, Группа определяет, передает ли договор право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода времени в обмен на возмещение.

а) Характер влияния применения МСФО (IFRS) 16

У Группы имеются договоры аренды различных установок, машин, транспортных средств и прочего оборудования. До применения МСФО (IFRS) 16 Группа классифицировала каждый договор аренды (по которому она являлась арендатором) на дату начала арендных отношений как финансовую аренду или как операционную аренду. Договор аренды классифицировался как финансовая аренда, если Группе передавались практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом; в противном случае договор аренды классифицировался как операционная аренда. Финансовая аренда капитализировалась на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества или, если эта сумма меньше, по приведенной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределялись между процентами (которые признавались как затраты по финансированию) и уменьшением обязательства по аренде. В случае операционной аренды стоимость арендованного имущества не капитализировалась, а арендные платежи признавались в качестве расходов по аренде в составе прибыли или убытка линейным методом на протяжении срока аренды. Все авансовые арендные платежи и начисленные арендные платежи признавались как авансы полученные, торговая кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства, соответственно.

В результате применения МСФО (IFRS) 16 Группа начала использовать единый подход к признанию и оценке всех договоров аренды, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Группа применила особые переходные требования и упрощения практического характера, предусмотренные стандартом.

Аренда, ранее классифицированная как финансовая аренда. Для аренды, ранее классифицированной как финансовая аренда, Группа не изменила первоначальную балансовую стоимость признанных активов и обязательств на дату первоначального признания (т.е. активы в форме права пользования и обязательства по аренде оценивались в сумме, равной величине активов по аренде и обязательств по аренде, признанной с применением МСФО (IAS) 17). Требования МСФО (IFRS) 16 были применены к такой аренде с 1 января 2019 года.

Аренда, ранее классифицированная как операционная аренда

Группа признала активы в форме права пользования и обязательства по аренде для аренды, ранее классифицированной как операционная аренда, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Активы в форме права пользования по большинству договоров аренды оценивались по балансовой стоимости, как если бы стандарт применялся всегда, но дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заемных средств на дату первоначального применения. В некоторых договорах аренды активы в форме права пользования признавались по величине, равной обязательствам по аренде, с корректировкой на величину заранее осуществленных или начисленных арендных платежей в связи с такой арендой, которая была признана ранее. Обязательства по аренде были признаны по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей, дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заемных средств на дату первоначального применения.

Ниже представлена сверка обязательств по аренде по состоянию на 1 января 2019 года с договорными обязательствами по операционной аренде по состоянию на 31 декабря 2018 года:

В миллионах тенге	
Договорные обязательства по операционной аренде по состоянию на 31 декабря 2018 года	71 902
Средневзвешенная ставка на 1 января 2019 года	8,12 %
Эффект дисконтирования по ставке привлечения дополнительных заемных средств на 1 января 2019 года	(20 840)
Дисконтированные договорные обязательства по операционной аренде на 1 января 2019 года	51 062
Минус договорные обязательства, связанные с краткосрочной арендой и арендой активов с низкой стоимостью	(4 374)
Плюс договорные обязательства, связанные с арендой, ранее классифицированной как финансовая аренда	9 206
Обязательства по аренде на 1 января 2019 года	55 894

б) Основные положения новой учетной политики

Ниже представлены основные положения новой учетной политики Группы в результате принятия МСФО (IFRS) 16, которые использовались с даты первоначального применения:

Активы в форме права пользования

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды (т.е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства по аренде, которые оцениваются по приведенной стоимости арендных платежей, которые будут осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе по существу фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Группа исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Группой опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей. Для расчета приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей.

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к своим краткосрочным договорам аренды основных средств (т.е. к договорам, по которым на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опцион на покупку). Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода линейным методом в течение срока аренды.

Значительные суждения при определении срока аренды в договорах с опционом на продление

Группа определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он будет исполнен, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления налога на прибыль»

Разъяснение рассматривает порядок учета налогов на прибыль в условиях существования неопределенности в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль». Разъяснение не применяется к налогам или сборам, которые не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 12, а также не содержит требований, относящихся к процентам и штрафам, связанным с неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение поясняет следующие вопросы:

- рассматривает ли организация неопределенные налоговые трактовки отдельно;
- допущения, которые организация делает в отношении проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток), налоговую базу, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- как организация рассматривает изменения фактов и обстоятельств.

Группа определяет, рассматривать ли каждую неопределенную налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределенными налоговыми трактовками, и использует подход, который позволяет с большей точностью предсказать результат разрешения неопределенности.

Группа применяет значительное суждение при выявлении неопределенности в отношении правил исчисления налога на прибыль. Поскольку Группа осуществляет свою деятельность в сложной международной среде, она проанализировала, оказывает ли применение данного разъяснения влияние на ее консолидированную финансовую отчетность. При применении разъяснения Группа проанализировала, имеются ли у нее какие-либо неопределенные налоговые трактовки, в частности связанные с трансфертным ценообразованием. Налоговые декларации Компании и ее дочерних организаций в различных юрисдикциях включают вычеты, связанные с трансфертным ценообразованием, и налоговые органы могут не согласиться с данными налоговыми трактовками. Учитывая то, что Группа выполняет требования налогового законодательства, и исходя из проведенного ею анализа применяемой практики трансфертного ценообразования, Группа пришла к выводу, что принятие налоговыми органами применяемых ею налоговых трактовок (в том числе трактовок, применяемых ее дочерними организациями) является вероятным. Данное разъяснение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки МСФО (IFRS) 9 «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий «денежных потоков») и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию «денежных потоков» независимо от того, что некоторое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе»

Поправки к МСФО (IAS) 19 рассматривают порядок учета в случаях, когда внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение отчетного периода. Поправки разъясняют, что если внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение годового отчетного периода, организация должна определить стоимость услуг текущего периода применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, исходя из актуарных допущений, использованных для переоценки чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события. Организация также должна определить чистую величину процентов применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, ее сокращения или полного погашения обязательств по программе, с использованием чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события, а также ставки дисконтирования, использованной для переоценки этого чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку в отчетном периоде не производились изменения программы, ее сокращение или погашение обязательств по ней.

Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»

Поправки разъясняют, что организация должна применять МСФО (IFRS) 9 к долгосрочным вложениям в ассоциированную организацию или совместное предприятие, к которым не применяется метод долевого участия, но которые, в сущности, составляют часть чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие (долгосрочные

вложения). Данное разъяснение является важным, поскольку оно подразумевает, что к таким долгосрочным вложениям применяется модель ожидаемых кредитных убытков в МСФО (IFRS) 9.

В поправках также разъясняется, что при применении МСФО (IFRS) 9 организация не принимает во внимание убытки, понесенные ассоциированной организацией или совместным предприятием, либо убытки от обесценения чистой инвестиции, признанные в качестве корректировок чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие, возникающих вследствие применения МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия».

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, поскольку текущая практика Группы соответствует этим изменениям.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015–2017 годов

МСФО (IFRS) 3 «Объединения бизнесов»

В поправках разъясняется, что если организация получает контроль над бизнесом, который является совместной операцией, то она должна применять требования в отношении объединения бизнесов, осуществляемого поэтапно, включая переоценку ранее имевшихся долей участия в активах и обязательствах совместной операции по справедливой стоимости. При этом приобретатель должен переоценить всю имевшуюся ранее долю участия в совместных операциях. Организация применяет эти изменения к объединениям бизнеса, для которых дата приобретения на или после начала первого отчетного периода, начинающегося на или после 1 января 2019 года. Раннее применение разрешается.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы ввиду отсутствия у нее операций, в рамках которых она получает совместный контроль.

МСФО (IFRS) 11 «Совместное предпринимательство»

Сторона, которая является участником совместных операций, но не имеет совместного контроля, может получить совместный контроль над совместными операциями, деятельность в рамках которых представляет собой бизнес, как этот термин определен в МСФО (IFRS) 3. В поправках разъясняется, что в таких случаях ранее имевшиеся доли участия в данной совместной операции не переоцениваются. Организация применяет эти поправки к транзакциям, в которых совместный контроль получен на или после 1 января 2019 года, раннее применение разрешено.

Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы ввиду отсутствия у нее операций, в рамках которых она получает совместный контроль.

МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события.

Организация применяет изменения для отчетных периодов, начинающихся на или после 1 января 2019 года. Раннее применение разрешается.

При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты.

Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, их применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО (IAS) 23 «Затраты по заимствованиям»

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже.

Организация применяет изменения для отчетных периодов, начинающихся на или после 1 января 2019 года. Раннее применение разрешается. Группа оценивает потенциальный эффект на консолидированную финансовую отчетность. Поскольку

действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, их применение не оказало влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

СТАНДАРТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ, НО ЕЩЕ НЕ ВСТУПИЛИ В СИЛУ

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу, если применимо.

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», который представляет собой единое руководство по учету договоров страхования, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет одноименный стандарт МСФО (IFRS) 4. МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 года и позднее. Указанный новый стандарт не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Концептуальные основы финансовой отчетности

В марте 2018 года Совет по МСФО выпустил новую редакцию Концептуальных основ финансовой отчетности. В частности, вводятся новые определения активов и обязательств и уточненные определения доходов и расходов. Новая редакция документа вступает в силу для обязательного применения начиная с годовых периодов на или после 1 января 2020 года. Указанная новая редакция не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправка к МСФО (IFRS) 3 – «Определение бизнеса»

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Поправка вносит уточнение в понятие бизнеса, определенное в стандарте. Поправка вступает в силу для операций по приобретению бизнеса или групп активов, которые будут совершены на или после 1 января 2020 года. Досрочное применение поправки разрешено. Поскольку поправка действует перспективно в отношении отражения операций и прочих событий, которые будут иметь место после даты ее первого применения, поправка не окажет влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 – «Определение существенности»

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» и МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки». Поправки в МСБУ (IAS) 1 и МСБУ (IAS) 8 вводят новое определение существенности. Поправки в МСБУ (IAS) 1 и МСБУ (IAS) 8 начинают действовать с 1 января 2020 года или после этой даты. Досрочное применение разрешено. Ожидается, что поправки к определению существенности не окажут значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» – «Процентные ставки»

В сентябре 2019 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» под названием «Процентные ставки. Реформа эталонов». Принятые поправки предоставляют освобождения от выполнения некоторых требований к учету хеджирования, выполнение которых может привести к прекращению учета хеджирования в силу неопределенности, возникающей в результате реформы эталонной процентной ставки. Поправки начинают действовать с 1 января 2020 года. Досрочное применение разрешено.

Указанные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

Поправка к МСБУ (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности»

В январе 2020 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСБУ (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» под названием «Классификация финансовых обязательств в качестве кратко- и долгосрочных». Принятая поправка уточняет критерии классификации обязательств в качестве долгосрочных или краткосрочных. Поправка начинает действовать с 1 января 2022 года. Досрочное применение разрешено. Указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа уже применяет уточненные критерии.

Группа не планирует досрочного применения по указанным выше новым стандартам и поправкам к существующим стандартам, в отношении которых оно возможно.

ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ И ПРИНЦИПАХ РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ

В соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки» Группа решила добровольно применить изменения в учетной политике по представлению консолидированной финансовой отчетности и выбрала раскрывать отчет о совокупном годовом доходе на основе природы возникновения и отчет о движении денежных средств используя косвенный метод для улучшения представления финансовой информации за текущий год и увеличить сопоставимость финансовой отчетности Группы с коллегами по отрасли. Реклассификации не оказали влияния на чистую прибыль или совокупный доход за год или капитал.

Изменения в представлении консолидированного отчета о совокупном доходе ввиду перехода с метода функционального представления на метод представления по природе возникновения, привели к реклассификации следующих статей:

Изменение в представлении консолидированного отчета о финансовом положении:

Группа провела следующие реклассификации:

31 декабря					
За годы, закончившиеся 31 декабря					
		В соответствии с выпущенной консолидированной финансовой отчетностью		Реклассифицировано	
В миллионах тенге	Прим.	2018	2017	2018	2017
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	[А]	—	—	4 312 958	2 729 514
Производственные расходы	[Б]	—	—	604 475	624 346
Налоги кроме подоходного налога	[С]	—	—	477 732	354 447
Износ, истощение и амортизация	[Д]	—	—	285 186	238 021
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	[А], [Б], [С], [Д]	5 353 492	3 704 457	—	—
Общие и административные расходы	[С], [Д]	247 128	200 434	213 485	163 780
Расходы по транспортировке и реализации	[С], [Д]	659 447	440 568	370 777	238 063
Прочие расходы	[Д]	24 144	33 596	23 283	34 767
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто	[Д]	3 517	3 815	—	—
Обесценение активов для продажи	[Д]	168	68	—	—
		6 287 896	4 382 938	6 287 896	4 382 938

[А] Группа решила представлять Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов отдельной статьей.

[Б] Другие статьи, прежде представленные в составе Себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг, за исключением Себестоимости купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов, налогов и амортизации были агрегированы и представлены по отдельной статье консолидированного отчета о совокупном доходе.

[С] Группа решила агрегировать налог на добычу полезных ископаемых и прочие налоги, кроме подоходного налога, и исключить из состава себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг (2018: 187 606 млн тенге, 2017: 152 739 млн тенге), общих и административных расходов (2018: 13 475 млн тенге, 2017: 13 223 млн тенге), расходов по транспортировке и реализации (2018: 276 651 млн тенге, 2017: 188 485 млн тенге) и представить отдельной статьей консолидированного отчета о совокупном доходе. Компоненты прочих налогов не менялись и соответствуют предыдущей презентации.

[Д] Группа решила агрегировать Износ, истощение и амортизацию и исключить из состава себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг (2018: 248 453 млн тенге, 2017: 197 858 млн тенге), общих и административных расходов (2018: 20 168 млн тенге, 2017: 23 432 млн тенге), расходов по транспортировке и реализации (2018: 12 019 млн тенге, 2017: 14 020 млн тенге), прочих расходов (2018: 4 546 млн тенге, 2017: 2 711 млн тенге) и представлять отдельной статьей консолидированного отчета о совокупном доходе. Дополнительно, Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, а также Обесценение активов, предназначенных для продажи были реклассифицированы в Прочие расходы.

	В соответствии с выпущенной финансовой отчетностью		Реклассифицировано	
В миллионах тенге	2018	2017	2018	2017
Прочие текущие обязательства	236 988	202 445	236 163	201 940
Финансовые гарантии	1 831	1 171	—	—
Обязательства по аренде	—	—	2 656	1 676
	238 819	203 616	238 819	203 616

Изменение в представлении консолидированного отчета о движении денежных средств с прямого на косвенный метод было применено ретроспективно, также по состоянию на 31 декабря 2019 года, принимая во внимание что одной из основных деятельности Группы является представление интересов Государства в контрактах недропользования через участие в этих контрактах посредством совместных предприятий, Группа решила раскрывать дивиденды, полученные от совместных и ассоциированных предприятий в составе денежного потока от операционной деятельности. Данный подход разрешен в соответствии с МСФО (IAS) 7.

ОСНОВА КОНСОЛИДАЦИИ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности Компании и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2019 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиций или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия: – наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций); – наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиций или подверженности риску, связанному с ее изменением; – наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиций.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций: – соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций; – права, обусловленные другими соглашениями; – права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относятся к Акционерам материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательным остаткам у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчетность дочерних организаций корректируется для приведения их учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации. Изменение доли участия в объектах инвестиций без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвил), обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

ОБЪЕДИНЕНИЕ БИЗНЕСА И ГУДВИЛ

Объединения бизнеса учитываются с использованием метода приобретения. Стоимость приобретения оценивается как сумма переданного вознаграждения, оцененного по справедливой стоимости на дату приобретения, и неконтрольной доли участия в приобретаемой компании. Для каждой сделки по объединению бизнеса приобретающая сторона

оценивает неконтрольную долю участия в приобретаемой компании либо по справедливой стоимости, либо по пропорциональной доле в идентифицируемых чистых активах приобретаемой компании. Затраты, понесенные в связи с приобретением, включаются в состав административных расходов.

Если Группа приобретает бизнес, она соответствующим образом классифицирует приобретенные финансовые активы и принятые обязательства в зависимости от условий договора, экономической ситуации и соответствующих условий на дату приобретения. Сюда относится анализ на предмет необходимости выделения приобретаемой компанией встроенных в основные договоры производных инструментов.

Условное вознаграждение, подлежащее передаче приобретающей стороной, должно признаваться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное возмещение, классифицируемое в качестве актива или обязательства, которое является финансовым инструментом и попадает в сферу применения МСФО 9, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются в составе прибыли или убытка в соответствии с МСФО 9. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 9, оно оценивается по справедливой стоимости в составе прибыли или убытка. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтрольной доли участия и ранее принадлежавших покупателю долей участия над суммой чистых идентифицируемых активов, приобретенных Группой, и принятых ею обязательств. Если справедливая стоимость приобретенных чистых активов превышает сумму переданного вознаграждения, Группа повторно анализирует правильность определения всех приобретенных активов и всех принятых обязательств, а также процедуры, использованные при оценке сумм, которые должны быть признаны на дату приобретения. Если после повторного анализа переданное возмещение вновь оказывается меньше справедливой стоимости чистых приобретенных активов, прибыль признается в составе прибыли или убытка.

Впоследствии гудвил оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвил, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвил, начиная с даты приобретения Группой компании, распределяется на каждое из подразделений Группы, генерирующих денежные потоки, которые, как предполагается, извлекут выгоду от объединения бизнеса, независимо от того, относятся или нет другие активы или обязательства приобретаемой компании к указанным подразделениям.

Если гудвил составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвил, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвил оценивается на основе соотношения стоимости выбывшей деятельности и стоимости оставшейся части подразделения, генерирующего денежные потоки.

Объединение бизнеса, происходящее поэтапно

На дату приобретения неконтрольная доля участия в приобретаемой организации переоценивается до справедливой стоимости с признанием соответствующего дохода или расхода в составе прибыли или убытка. При объединении бизнеса, происходящего поэтапно покупатель рассчитывает гудвил на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма:

- переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения в соответствии с МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса»;
- стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации в соответствии с этим стандартом;
- справедливой стоимости на дату приобретения ранее принадлежавшей приобретающей стороне доли участия в приобретаемой организации.

(б) чистая справедливая стоимость на дату приобретения приобретенных активов и принятых обязательств.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по текущей стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвил, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых

активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

СОВМЕСТНО-КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ОПЕРАЦИИ

Совместная операция – это тип совместного предпринимательства, которое предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В отношении своих интересов в совместных операциях Группа признает:

- активы, включая свою долю в совместных активах;
- обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах;
- свою выручку от продажи доли в продукции, произведенной в результате совместных операций;
- свою долю выручки от продажи продукции совместных операций;
- свои расходы, включая долю в совместно понесенных расходах.

ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Совместное предприятие – это соглашение о совместной деятельности, согласно которому стороны, осуществляющие совместный контроль в отношении соглашения, имеют права на чистые активы совместного предприятия. Совместный контроль – это обусловленное договором совместное осуществление контроля, которое имеет место только в тех случаях, когда принятие решений в отношении значимой деятельности требует единогласного согласия сторон, осуществляющих совместный контроль.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции в ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию или совместно предприятие первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиций впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов совместного предприятия или ассоциированной компании, возникающих после приобретения. Гудвил, относящийся к совместному предприятию или ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о консолидированном совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности совместного предприятия или ассоциированной компании. Изменения прочего совокупного дохода таких объектов инвестиций представляется в составе прочего совокупного дохода Группы. Кроме того, если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия или ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные доходы и убытки, возникающие по сделкам между Группой и совместными предприятиями и ассоциированными компаниями, исключаются в пределах доли в совместном предприятии или ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях совместного предприятия или ассоциированной компании.

Финансовая отчетность совместных предприятий и ассоциированных компаний готовится за тот же отчетный период, что и отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместное предприятие

или ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия или ассоциированной компании и их балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе по статье «Обесценение инвестиций в совместные предприятия и ассоциированные компании».

В случае потери значительного влияния над совместным предприятием или ассоциированной компанией, Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью инвестиции в совместное предприятие или ассоциированную компанию на момент потери значительного влияния или совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций, и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

КЛАССИФИКАЦИЯ АКТИВОВ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ НА КРАТКОСРОЧНЫЕ И ДОЛГОСРОЧНЫЕ

В консолидированном отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на краткосрочные и долгосрочные. Актив является краткосрочным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи и потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашений обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

РАСХОДЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ, ОЦЕНКОЙ И РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Затраты, понесенные до приобретения прав недропользования (лицензий)

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены. Затраты, понесенные после подписания соответствующего соглашения с Правительством Республики Казахстан, капитализируются.

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, текущая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество или нематериальные активы, как затраты на разработку.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая

может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный/непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения.

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При отсутствии таких намерений активы списываются на расходы. При определении доказанных запасов и принятия решения о разработке, соответствующие затраты, связанные с разведкой и оценкой переносятся в нефтегазовые активы после теста на обесценение и признается убыток от обесценения.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе нефтегазового имущества, как затраты на разработку.

НЕФТЕГАЗОВОЕ ИМУЩЕСТВО И ПРОЧИЕ ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы.

Основные средства, помимо нефтегазовых активов и земли, в основном включают землю, здания, машины и оборудование, транспортные средства и прочие, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4–100 лет
Трубопроводы	2–30 лет
Здания и сооружения	2–100 лет
Машины и оборудование	2–30 лет
Транспортные средства	3–35 лет
Прочее	2–20 лет
Земля	Не амортизируется

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и текущей стоимостью актива), включаются в прибыли и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвил. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвил, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена. Гудвил тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его текущая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвил определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвил не может быть восстановлен в будущих периодах.

ОБЕСЦЕНЕНИЕ НЕФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если текущая стоимость актива или ПГДП превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования, будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Для активов, за исключением гудвил, на каждую отчетную дату оценивается наличие признаков того, что ранее признанные убытки от обесценения больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в допущении, которое использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. В случае восстановления, текущая стоимость актива не может превышать возмещаемую стоимость актива, а также текущую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения по активу. Такое восстановление признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

ОБЕСЦЕНЕНИЕ АКТИВОВ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

Группа проверяет активы по разведке и оценке на предмет обесценения, когда такие активы переводятся в состав материальных и нематериальных активов по разработке, или, когда имеются факты и обстоятельства, указывающие на обесценение активов.

Наличие одного или более из нижеследующих фактов и обстоятельств указывают на то, что Группа обязана проверить свои активы по разведке и оценке на предмет обесценения (перечень не является исчерпывающим):

- Период, в течение которого компания Группы имеет право на проведение разведке определенного участка, истек или истечет в ближайшем будущем, и не ожидается его продление;
- Значительные расходы на дальнейшую разведку и оценку минеральных ресурсов на определенном участке не включены в бюджет и не планируются;
- Разведка и оценка минеральных ресурсов на определенном участке не привела к обнаружению коммерчески выгодных объемов минеральных ресурсов, и Группа решила прекратить такую деятельность на определенном участке;
- Группа располагает достаточными данными о том, что, несмотря на вероятность разработки определенного участка, текущая стоимость актива по разведке и оценки, вероятно, не будет возмещена в полной мере в результате результативной разработки или реализации.

АКТИВЫ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ, И ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Активы и группы выбытия, классифицированные как удерживаемые для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – текущей стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Активы и группы выбытия классифицируются как удерживаемые для продажи, если их текущая стоимость подлежит возмещению, в основном, посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии.

Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от доходов и расходов от продолжающейся деятельности с понижением до уровня прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет неконтрольную долю участия в дочерней организации. Результирующая прибыль или убыток (после вычета налогов) представляются отдельно в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Основные средства и нематериальные активы после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВО ПО ВЫБЫТИЮ АКТИВА (ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии данный актив амортизируется, так же как капитализированные затраты, по производственным средствам и средствам транспортировки на основе соответствующего метода амортизации.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

- изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его текущую стоимость. Если снижение в резерве превышает текущую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и
- в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

ПЕРВОНАЧАЛЬНОЕ ПРИЗНАНИЕ И ОЦЕНКА

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ССЧПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток (ССЧПУ).

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик, контрактных денежных потоков по финансовому активу, и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того, чтобы долговой финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется SPPI-тестом и осуществляется на уровне каждого инструмента.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет будут ли денежные потоки следствием получения, предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого.

Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т.е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

ПОСЛЕДУЮЩАЯ ОЦЕНКА

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на две категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

У Группы отсутствуют финансовые активы, учитываемые по ССЧПСД.

ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ОЦЕНИВАЕМЫЕ ПО АМОРТИЗИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ (ДОЛГОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков;
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы, выданные связанным сторонам и банковские вклады.

ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ОЦЕНИВАЕМЫЕ ПО СПРАВЕДЛИВОЙ СТОИМОСТИ ЧЕРЕЗ ПРИБЫЛЬ ИЛИ УБЫТОК

Категория финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включает некоторые займы, выданные Группой связанным сторонам и содержащие производные финансовые инструменты и купонные облигации, включенные в состав прочих финансовых активов, в обязательном порядке оцениваемые по справедливой

стоимости. Финансовые активы, денежные потоки по которым не являются исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов, классифицируются и оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток независимо от используемой бизнес-модели. Несмотря на критерии для классификации долговых инструментов по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через ПСД, как описано выше, долговые инструменты могут быть классифицированы как учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток при первоначальном признании в том случае, если такого рода классификация устраняет или существенно уменьшает несоответствие в учете.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе прибыли или убытка.

ПРЕКРАЩЕНИЕ ПРИЗНАНИЯ

Финансовый актив прекращает признаваться (исключается из консолидированного отчета о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению и либо:
 - Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо
 - Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Группы.

ОБЕСЦЕНЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

ОКУ рассчитываются как разница между денежными потоками, причитающимися Группе в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированная с использованием ставки, примерно равной первоначальной эффективной процентной ставки по данному активу.

Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок).

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учетом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения, предусмотренных договором денежных потоков.

ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации, за вычетом расходов, связанных с такой реализацией.

НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в банках и в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

ПЕРВОНАЧАЛЬНОЕ ПРИЗНАНИЕ И ОЦЕНКА

Финансовые обязательства, при первоначальном признании, классифицируются соответственно, как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты, заимствования и задолженность, или производные инструменты.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае кредитов и заимствований на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и заимствования, а также производные финансовые инструменты.

ПОСЛЕДУЮЩАЯ ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО 9. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых затрат.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчетной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Договоры финансовой гарантии

Выпущенные Группой договоры финансовой гарантии представляют собой договоры, требующие осуществления платежа в возмещение убытков, понесенных владельцем этого договора вследствие неспособности определенного должника осуществить своевременный платеж в соответствии с условиями долгового инструмента. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учетом затрат по сделке, напрямую связанных с выпуском гарантии. Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: наилучшая оценка затрат, необходимых для погашения существующего обязательства на отчетную дату, и признанная сумма обязательства за вычетом накопленной амортизации.

ПРЕКРАЩЕНИЕ ПРИЗНАНИЯ ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их текущей стоимости признается в прибылях или убытках.

ВЗАИМОЗАЧЕТ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм, а также намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

РЕЗЕРВЫ

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или добровольно принятое), возникшее в результате прошлого события, есть значительная вероятность того, что для погашения обязательства потребуется отток экономических выгод, а сумма такого обязательства может быть достоверно определена. Если Группа предполагает

получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению.

Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает, когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва с течением времени признается как финансовые затраты.

Резервы по обязательствам перед Правительством

Правительство наделяет Группу различными обязательствами, связанными со спонсорством и финансированием. Руководство Группы полагает, что такие обязательства являются конструктивными и должны признаваться в соответствии с решениями Правительства. Так как Правительство является конечным акционером Группы расходы, связанные с исполнением таких обязательств, признаются в консолидированной финансовой отчетности как «распределение акционерам» в составе капитала.

ВЫПЛАТЫ РАБОТНИКАМ

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определенными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определенными пенсионными взносами.

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ РАБОТНИКАМ

Группа предлагает своим работникам долгосрочные вознаграждения до и после выхода на пенсию в соответствии с Коллективными договорами между Группой и ее работниками. Коллективный договор, в частности, предусматривает выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание материальной помощи работникам в случае нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение пособий обычно обуславливается необходимостью продолжения работы сотрудником до выхода на пенсию.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами по окончании трудовой деятельности. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в составе прочего совокупного дохода. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в связи с разницей между актуарными предположениями и фактическими данными. Прочие изменения признаются в текущем периоде, включая стоимость текущих услуг, стоимость прошлых услуг и влияние кадровых сокращений или осуществленных расчетов.

Наиболее существенные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, – это ставка дисконта и предположения смертности. Ставка дисконта используется для определения чистой приведенной стоимости будущих обязательств, и каждый год амортизация дисконта по таким обязательствам отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе как финансовые затраты. Предположение о смертности используется для прогнозирования будущего потока выплат вознаграждений, который затем дисконтируется для получения чистой приведенной стоимости обязательств.

Вознаграждения работникам, кроме единовременных выходных пособий, рассматриваются как прочие долгосрочные вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами. Актуарные прибыли и убытки по прочим долгосрочным вознаграждениям работникам признаются в составе прибыли или убытка.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

ПРИЗНАНИЕ ВЫРУЧКИ

Выручка признается, когда (или как) Группа выполняет обязательство по исполнению, передав обещанный товар или услугу (то есть актив) покупателю. Актив передается, когда (или в качестве) покупатель получает контроль над этим активом, что обычно происходит при передаче права собственности, при условии, что цена контракта является фиксированной или определяемой, а возможность получения дебиторской задолженности обоснованно обеспечена. В частности, доходы от реализации сырой нефти и газа, а также нефтепродуктов и прочих товаров, как правило, признаются

при переходе права собственности на них. Для экспортных продаж право собственности, как правило, переходит на границе Республики Казахстан. Выручка оценивается по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, с учетом суммы любых торговых скидок, скидок за объем и возмещаемых налогов.

Продажи вспомогательных услуг признаются по мере оказания услуг при условии, что цена услуги может быть определена, и нет существенной неопределенности относительно получения доходов.

Процентные доходы и расходы

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентные доходы отражаются по эффективной процентной ставке, при дисконтировании по которой ожидаемые будущие денежные платежи или поступления на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или в течение более короткого периода времени, где это применимо, в точности приводятся к чистой балансовой стоимости финансового актива или финансового обязательства. Процентный доход включается в состав финансового дохода в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность представляет собой право Группы на сумму возмещения, которая является безусловной (т.е. для наступления срока оплаты возмещения требуется только время).

Договорные обязательства

Договорное обязательство – это обязательство передать товары или услуги покупателю, за которые Группа получила возмещение (или сумму возмещения) от покупателя. В случае, когда покупатель выплачивает возмещение до того момента, когда Группа передаст покупателю товар или услугу, Группа признает договорное обязательство в момент осуществления платежа или в момент, когда платеж становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что наступит раньше). Договорные обязательства признаются выручкой, когда Группа выполняет свои обязательства по договору.

ПРИЗНАНИЕ РАСХОДОВ

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Подходный налог за год включает текущий подходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подходному налогу за текущий и предыдущие периоды оцениваются по сумме, которая, как полагается, будет возмещена налоговыми органами или уплачена им. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законы, принятые или фактически принятые на отчетную дату.

Текущий корпоративный подходный налог («КПН»), относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25 % вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

Отсроченный налог определяется по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их текущей стоимостью для целей финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила или актива или обязательства по операции, не возникшего вследствие объединения бизнеса и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток.
- В отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, если время восстановления временных разниц можно контролировать, либо существует значительная вероятность того, что временная разница не уменьшится в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- Отсроченные налоговые активы, относящиеся к вычитаемым временным разницам, возникают в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением бизнеса и которая на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- В отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долей участия в совместной деятельности, отсроченные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем и будет существовать налогооблагаемая прибыль, достаточная для того, чтобы против нее могли быть использованы временные разницы.

Текущая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и уменьшается, если вероятность получения в будущем достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволила бы использовать все или часть отложенных налоговых активов, мала. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в отчетном году, когда актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату вступили в силу или фактически вступили в силу.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов против текущих налоговых обязательств и если отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и одному налоговому органу.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будет обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования.

КАПИТАЛ

Неконтрольная доля участия

Неконтрольные доли участия представлены в консолидированном отчете о финансовом положении в составе собственного капитала отдельно от капитала, относящегося к акционерам Компании. Убытки дочерней организации относятся к акционерам Группы и на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

Прочие распределения акционерам

Затраты, понесенные Группой в соответствии с Постановлениями Правительства по Поручению Президента РК или решениями или инструкциями Самрук-Казына, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов) и предназначенные для передачи Акционерам.

СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к текущей стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределенности в отношении возможности их извлечения.

Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчета ставок амортизации пропорционально объему выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределенностью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведет к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению текущей стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

ВОЗМЕЩАЕМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И ПРОЧИХ АКТИВОВ

Группа оценивает активы или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах свидетельствуют, что их стоимость

не может быть возмещена. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчеты требуют использования оценок и допущений, таких как долгосрочные цены на нефть, ставки дисконта, будущая потребность в капитале, операционная деятельность (что включает объемы добычи и продажи), которые подвержены риску и неопределенности. В случае, если балансовая стоимость актива или группы активов превышает их возмещаемую стоимость, актив или группа активов считаются обесцененными, их балансовая стоимость уменьшается до возмещаемой стоимости.

При проведении оценки возмещаемой стоимости, будущие денежные потоки корректируются на риски, характерные для группы активов, и дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомленными и готовыми совершить такую сделку сторонами и не учитывает влияние факторов, которые могут быть специфичными для компании, и не применимы в целом.

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов Группа провела ежегодные тесты на обесценение нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов из-за наличия признаков обесценения. Группа учитывала прогнозируемую маржу нефтеперерабатывающих заводов и объемы производства, наряду с другими факторами, при рассмотрении признаков обесценения. В результате анализа обесценения возмещаемой стоимости нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов расходы на обесценение были признаны в консолидированной финансовой отчетности за годы, закончившиеся на 31 декабря 2019 и 2018 годов (Примечание 13).

По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа имеет существенный гудвил, связанный с приобретением ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (ПНХЗ) в сумме 88 553 млн тенге.

В декабре 2019, 2018 и 2017 годов Группа провела ежегодное тестирование гудвила, связанного с приобретением ПНХЗ. При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз объемов переработки сырой нефти, тарифы по нефтепереработке, капитальные затраты и другие факторы.

ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования в 2019 году 9,7 % (2018: 9,7 %, 2017: 13,25 %) была рассчитана на основании средневзвешенной стоимости капитала до удержания налогов. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемные средства, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала исходит из ожидаемой отдачи от инвестиций. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2028 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ до 2020–2024 года, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. Значительная часть этих денежных потоков после 2024 года прогнозировалась путем применения ожидаемого уровня инфляции 2019 года: 2019: 5,49 % (2018: 3,53 %, 2017: 3,89 %, исключая капитальные затраты, которые основаны на наилучшей оценке управления на дату оценки).

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов возмещаемая стоимость гудвила, которая была рассчитана на основе ценности от использования, была больше его балансовой стоимости, соответственно, не было признано обесценения гудвила ПНХЗ.

Чувствительность к изменениям в предположениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями ставки дисконтирования, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1,0 % с 9,7 до 10,7 % и понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 1 % с 35 % до 36 % не приведет к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ВЫБИТИЮ АКТИВОВ

Нефтегазовые активы

По условиям определенных контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории, а также вывод из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственному участку.

Так как срок действия лицензий не может быть продлен по усмотрению Группы, допускается, что расчетным сроком погашения обязательств на месторождении по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отраженное обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объем обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства.

Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределенностью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие Казахстанскому рынку.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчетную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах».

При оценке будущих затрат на закрытие и выбытие активов использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдаленному будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределенности, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счет влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2019 года были в интервале от 2,01 % до 5,49 % и от 4,43 % до 8,95 % соответственно (в 2018 году 2,02 % до 5,96 % и от 5,5 % до 10,00 % соответственно, в 2017 году от 2,01 % до 5,57 % и от 5,17 % до 10,00 %). По состоянию на 31 декабря 2019 года балансовая стоимость резерва Группы на обязательства по ликвидации нефтегазовых активов составила 54 165 млн тенге (на 31 декабря 2018 года: 36 288 млн тенге, на 31 декабря 2017 года: 35 406 млн тенге) (Примечание 26).

Магистральные нефтепроводы и газопроводы

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральном трубопроводе», вступившим в силу 4 июля 2012 года, две дочерние организации Группы, АО «КазТрансОйл» и АО «Интергаз Центральная Азия», являющаяся дочерней организацией АО «КазТрансГаз», имеют юридическое обязательство по ликвидации магистрального трубопровода после окончания эксплуатации и последующему проведению мероприятий по восстановлению окружающей среды, в том числе по рекультивации земель. Резерв под обязательство по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель оценивается на основе рассчитанной Группой стоимости проведения работ по демонтажу и рекультивации. По состоянию на 31 декабря 2019 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 100 229 млн тенге (на 31 декабря 2018 года: 79 948 млн тенге, на 31 декабря 2017 года: 65 140 млн тенге) (Примечание 26).

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ РЕАБИЛИТАЦИЯ

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующих казахстанской и европейской нормативных баз. Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет 2019 года. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах,

общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 26.

ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ РАБОТНИКАМ

Стоимость долгосрочных обязательств по вознаграждениям работникам до и после выхода на пенсию и приведенная стоимость обязательств устанавливается с использованием актуарного метода. Актуарный метод подразумевает использование различных допущений, которые могут отличаться от фактических результатов в будущем. Актуарный метод включает допущения о ставках дисконтирования, росте заработной платы в будущем, уровне смертности и росте вознаграждений работникам в будущем.

Ввиду сложности оценки основных допущений и долгосрочного характера обязательств по вознаграждениям работникам по окончании трудовой деятельности подобные обязательства высокочувствительны к изменениям этих допущений. Все допущения пересматриваются на каждую отчетную дату.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резервы по прочим налогам, кроме подоходного налога входят в состав резервов по налогам, раскрытых в Примечании 26. Условные обязательства по прочим налогам, кроме подоходного налога раскрываются в Примечании 34. Резервы и условные обязательства по подоходному налогу входят в состав и раскрываются как обязательства по подоходному налогу или условные обязательства (Примечания 30 и 34).

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности. Детали раскрыты в Примечании 32.

СРОК ПОЛЕЗНОЙ СЛУЖБЫ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ АКТИВОВ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, ПРИОБРЕТЕННЫХ ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ БИЗНЕСА

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретенные или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений.

5. ПЕРЕСЧЕТЫ И ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность, выбывающая группа, классифицированная как предназначенная для продажи и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2019, 2018, 2017 годов, а также результаты деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, представлены ниже:

В миллионах тенге	31 декабря 2019 года			Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2019 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	—	—	—	6
Прочие активы	7 604	—	7 604	—
Итого	7 604	—	7 604	6

В миллионах тенге	31 декабря 2018 года			Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2018 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	
KMG Retail	43 651	380	43 271	—
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	15 704	4 659	11 045	(4 301)
Прочие активы	2 405	—	2 405	7 754
Итого	61 760	5 039	56 721	3 453

В миллионах тенге	31 декабря 2017 года			Убыток после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года
	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
АО «Казахстанско-Британский Технический университет»	16 803	1 925	14 878	(2 612)
Прочие активы	8 102	4	8 098	(1 054)
Итого	24 905	1 929	22 976	(3 666)

Потеря контроля

KMG Retail

8 февраля 2019 года Компания завершила продажу 100 % доли в KMG Retail, которая была классифицирована как группа выбытия, предназначенная для продажи с 31 декабря 2018 года, за 60 512 млн тенге.

На дату потери контроля чистые активы KMG Retail были следующими:

В миллионах тенге	Чистые активы на дату выбытия
Активы	
Основные средства	34 266
Нематериальные активы	42
Денежные средства и их эквиваленты	2 288
Прочие текущие и долгосрочные активы	6 694
	43 290
Долгосрочные обязательства	259
	259
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	43 031

Полученная прибыль от выбытия KMG Retail составила 17 481 млн тенге.

АО «Казахстанско-Британский Технический университет»

По состоянию на 31 декабря 2018 года КМГ классифицировала АО «Казахстанско-Британский Университет» (КБТУ) как прекращенную деятельность. В январе 2019 года вступило в силу соглашение о продаже 100 % акций КБТУ между КМГ и Общественным фондом «Фонд образования Нурсултана Назарбаева». Согласно условиям соглашения, передача доли и ее выплата в размере 11.370 млн тенге осуществляются тремя траншами в течение двух лет. 6 февраля 2019 года Компания утратила контроль над КБТУ.

На дату потери контроля чистые активы КБТУ были следующими:

В миллионах тенге	Чистые активы на дату выбытия
Основные средства	6 367
Нематериальные активы	1 964
Банковские вклады	2 091
Денежные средства и их эквиваленты	4 732
Прочие текущие и долгосрочные активы	1 097
	16 251
Текущие и долгосрочные обязательства	5 349
	5 349
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	10 902

В результате прибыль от выбытия КБТУ составила 149 млн тенге, а убыток, понесенный КБТУ за период с 1 января 2019 года до даты выбытия, равный 143 млн тенге, был признан в прибыли от прекращенной деятельности.

ООО «KazTransGas Tbilisi»

По состоянию на 31 декабря 2017 года, АО «КазТрансГаз» юридически имел 100 % долю владения в ООО «KazTransGas Tbilisi» (KTG Tbilisi). 16 марта 2009 года определением Кутаисского городского суда КТГ был лишен возможности принимать участие в управлении деятельностью KTG Tbilisi. Таким образом, Группа потеряла контроль над KTG Тбилиси и прекратила консолидацию KTG Tbilisi с даты потери контроля.

13 сентября 2018 года КТГ и Правительство Грузии подписали арбитражное соглашение о мирном урегулировании спора, в результате чего КТГ продал 100 % долю владения в KTG Tbilisi за 40 000 тыс. долл. США (эквивалентно 15 110 млн тенге). 28 сентября 2018 года КТГ было получено 40 000 тыс. долл. США (эквивалентно 14 473 млн тенге) за реализацию доли владения.

Кроме того, в 2018 году Группа продала другие дочерние компании с чистыми активами в размере 252 млн тенге на дату выбытия за 3 501 млн тенге, в результате чего прибыль составила 3 249 млн тенге.

6. ВЫРУЧКА

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Тип продукта и услуги			
Продажа сырой нефти и газа*	3 966 941	4 094 011	2 677 102
Продажа нефтепродуктов*	2 043 848	2 175 909	1 422 391
Услуги по транспортировке нефти и газа	389 496	315 229	333 038
Услуги по переработке нефти и нефтепродуктов	195 896	175 618	129 067
Прочие доходы	262 675	228 197	232 165
	6 858 856	6 988 964	4 793 763
Географический рынок			
Казахстан	1 212 267	1 131 911	944 145
Прочие страны	5 646 589	5 857 053	3 849 618
	6 858 856	6 988 964	4 793 763

* В 2019 году Группа приняла решение представить реализованные продукты переработки газа в составе Продажи нефтепродуктов и, таким образом, пере-классифицировала сумму от Продажи сырой нефти и газа в размере 58 026 млн тенге за 2018 год и 29 309 млн тенге за 2017 год.

7. ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В миллионах тенге	2019	2018	2017
ТОО «Тенгизшевройл»	414 940	439 149	289 980
ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП)	168 086	—	—
«Мангистау Инвестмент Б. В.»	81 991	95 510	49 605
Каспийский Трубопроводный Консорциум	70 869	57 965	54 666
Газопровод Бейнеу – Шымкент	56 194	16 710	(668)
ТОО «КазГерМунай»	17 561	27 915	17 713
ТОО «КазРосГаз»	18 091	5 254	8 622
КМГ Кашаган Б. В.	13 114	34 034	(10 208)
ТОО «Казахойл-Актобе»	9 722	9 057	(16 788)
ТОО «Тениз Сервис»	6 742	13 897	1 653
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	3 313	—	—
Valsera Holdings B. V.	(6 107)	(7 989)	9 751
«ПетроКазахстан Инк.»	(18 244)	14 590	7 233
Ural Group Limited	(18 895)	(18 822)	(1 877)
Доля в прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	10 602	10 056	5 268
	827 979	697 326	414 950

8. СЕБЕСТОИМОСТЬ КУПЛЕННОЙ НЕФТИ, ГАЗА, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРОЧИХ МАТЕРИАЛОВ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Покупная нефть для перепродажи	2 448 412	2 607 706	1 445 419
Стоимость нефти для переработки	638 293	698 473	732 682
Покупной газ для перепродажи	493 280	356 932	242 987
Материалы и запасы	217 138	182 067	147 484
Покупные нефтепродукты для перепродажи	116 621	467 780	160 942
	3 913 744	4 312 958	2 729 514

9. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
	(реклассифицировано)	(реклассифицировано)	
Расходы по заработной плате	338 120	291 693	311 973
Услуги по ремонту и обслуживанию*	129 450	98 424	86 570
Электроэнергия	88 910	71 914	63 082
Транспортные расходы	30 456	21 988	15 685
Расходы по аренде*	52 091	10 085	8 293
Прочее	82 666	110 371	138 743
	721 693	604 475	624 346

* Группа переклассифицировала суммы, относящиеся к Ремонту и техническому обслуживанию из Прочих за 2018 и 2017 годы в размере 56 527 млн тенге и 43 912 млн тенге, соответственно. Кроме того, Расходы на аренду были показаны отдельно и выведены из Прочих за 2018 и 2017 годы.

10. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Рентный налог на экспорт сырой нефти	133 144	145 523	83 183
Экспортная таможенная пошлина	131 326	131 128	105 302
Налог на добычу полезных ископаемых	100 300	115 968	93 569
Прочие налоги	89 525	85 113	72 393
	454 295	477 732	354 447

11. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Транспортировка	374 686	317 402	189 949
Расходы по заработной плате	12 542	16 180	16 103
Прочее	33 174	37 195	32 011
	420 402	370 777	238 063

12. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

По следующим ЕГДС были признаны убытки за годы, закончившиеся:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Расходы по заработной плате	78 055	73 632	77 572
Провизия по судебному иску с Консорциумом (Примечание 34)	34 132	—	—
Консультационные услуги	25 448	22 435	19 523
Обесценение/(восстановление) НДС к возмещению	15 703	4 215	(24 158)
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам по прочим текущим активам (Примечание 21)	12 246	1 225	(120)
Социальные выплаты	8 933	24 095	28 024
НДС не взятый в зачет	6 910	3 031	7 923
Расходы по аренде основных средств и НМА	2 309	5 750	5 780
Начисление/(восстановление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам по торговой дебиторской задолженности (Примечание 21)	1 892	(1 489)	1 056
Благотворительность и спонсорство	381	1 699	1 225
(Восстановление)/начисление резерва обесценения долгосрочных авансов	(11)	—	1 188
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(80)	4 339	345
(Восстановление)/начисление резерва по налогам, штрафам и пени	(19 755)	29 836	(4 212)
Прочие	47 804	44 717	49 634
	213 967	213 485	163 780

Итого расходы на персонал составили 428 717 млн тенге (2018 год: 381 505 млн тенге, 2017 год: 405 648 млн тенге) и отражены в составе производственных расходов, расходов по транспортировке и реализации и общих и административных расходов.

13. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Основные средства (Примечание 15)	144 482	33 603	22 328
Активы по разведке и оценке (Примечание 16)	57 239	107 745	814
Инвестиционная недвижимость	(142)	1 538	1 518
Нематериальные активы (Примечание 17)	6 240	22 636	—
	207 819	165 522	24 660

В миллионах тенге	2019	2018	2017
ЕГДС «КМГИ»	93 587	43 702	-
Проект «Жечужина»	38 180	—	—
СПБУ «Сатти»	24 505	—	—
ЕГДС «Батумский нефтяной терминал» («БНТ»)	12 583	4 136	—
Самоходные баржи «Сункар» и «Беркут» (Баржи)	11 837	2 659	—
Браунфилды в РД КМГ	18 888	—	—
Проект «Н»	—	67 897	—
Проект «Сатпаев»	—	34 539	—
Списание незавершенного строительства в ПНХЗ	—	—	15 277
Прочее	8 239	12 589	9 383
	207 819	165 522	24 660

ЕГДС «КМГИ»

По состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года КМГИ провел тест на обесценение своих ЕГДС «Petrochemical», «Bulgaria», «Refining» и «Прочие». Группа учитывала прогнозируемую маржу нефтеперерабатывающих заводов и объемы производства, наряду с другими факторами, при рассмотрении признаков обесценения.

В 2017, 2018 и 2019 годах возмещаемая стоимость ЕГДС была определена на основе справедливой стоимости за вычетом расходов на выбытие (FVLC), которая представляет собой приведенную стоимость свободных денежных потоков, скорректированную на приведенную стоимость остаточной стоимости. Ключевые допущения, использованные в справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу для вышеупомянутых ЕГДС, были операционной прибылью, ставками дисконтирования и темпами роста, использованными для экстраполяции денежных потоков после бюджетного периода.

Ставка дисконтирования применяется к прогнозам движения денежных средств для ЕГДС «Petrochemical» и «Refining» составляет 9,6 % (2018 год: 9,7 %, 2017 год: 9,0 %) и денежные потоки за пределами 5-летнего периода были экстраполированы с использованием темпов роста 1,9 %, что соответствует долгосрочным средним темпам роста по отрасли. Ставка капитализации, используемая для остаточной стоимости, составляет 7,7 % (2018 год: 7,8 %, 2017 год: 7,5 %).

Что касается ЕГДС «Bulgaria», ставка дисконтирования, применяемая к прогнозам движения денежных средств, составляла 9,6 % (2018 год: 9,8 %, 2017 год: 9,1 %), а потоки денежных средств за пределами 5-летнего периода были экстраполированы с использованием показателя роста 1,9 %, который соответствует долгосрочным средним темпам роста по отрасли. Ставка капитализации, используемая для остаточной стоимости, составляет 7,6 % (2018 год: 7,9 %, 2017 год: 7,6 %).

В 2018 году возмещаемая стоимость ЕГДС «Petrochemical», «Bulgaria», «Refining» и «Прочие» была ниже их балансовой стоимости. По состоянию на 31 декабря 2018 года по результатам проведенного анализа КМГИ признала убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 21 195 млн и 22 507 млн тенге соответственно.

В 2019 году возмещаемые стоимости ЕГДС превысили их соответствующие балансовые значения, за исключением «Refining» ЕГДС. Для целей теста на обесценение ЕГДС «КМГИ» прогнозируемые денежные потоки были обновлены, чтобы

отразить снижение прогнозируемой маржи нефтеперерабатывающего завода и ставки дисконтирования после налогообложения. По состоянию на 31 декабря 2019 года ЕГДС «КМГИ» признала убыток от обесценения основных средств и нематериальных активов в размере 86 946 млн и 6 641 млн тенге, соответственно.

Чувствительность к изменениям в допущениях:

Что касается оценки FVLC для ЕГДС, Группа полагает, что никакое разумно возможное изменение любого из вышеперечисленных ключевых допущений не привело бы к тому, что балансовая стоимость единицы до материальности превысит его возмещаемую стоимость, за исключением ЕГДС «Refining», для которой точка безубыточности для текущей модели достигается при снижении на 3,3 % операционной прибыли.

Проект «Жемчужина»

Проект «Жемчужина» находился на этапе разведки до 14 декабря 2019 года, чтобы перейти к следующему этапу, партнерами проекта должен был быть представлен План развития. Однако, к концу 2019 года партнеры по проекту «Жемчужина» решили не представлять План развития и согласились добровольно отказаться от контрактной территории в соответствии с СРП «Жемчужина», в результате чего по состоянию на 31 декабря 2019 года Группа признала убыток от обесценения для 38 180 млн тенге. По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа не списывала активы по данному проекту так как контрактная территория не была возвращена.

СПБУ «Сатти»

Возмещаемая стоимость самоподъемной плавучей буровой установки «Сатти» была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, ожидаемых от буровой установки. Прогнозируемые денежные потоки основаны на бюджете, утвержденном руководством Группы за период 2020–2024 годы и на оценочных прогнозах на период полезного использования буровой установки до 2041 года, экстраполированные на инфляцию, при ставке дисконтирования 12,5 %. В результате данного анализа по состоянию на 31 декабря 2019 года руководство Группы признало убыток от обесценения в размере 24 505 млн тенге.

ЕГДС «БНТ»

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа признала убыток от обесценения в размере 12 583 млн тенге в отношении ЕГДС БНТ.

Баржи

Возмещаемая стоимость барж была определена на основе метода ценности от использования. Ценность от использования была оценена как приведенная стоимость будущих денежных потоков, которые, как ожидается, будут получены от барж до конца срока действия баржевого контракта в 2021 году по ставке дисконтирования 10,05 %. В связи с тем, что вероятность пролонгации контрактов является отдаленной, Группа признала убыток от обесценения в размере 11 837 млн тенге за год, закончившийся 31 декабря 2019 года.

Браунфилды в РД КМГ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа списала активы по разведке и оценке в размере 18 888 млн тенге по проектам РД КМГ, контракты на недропользование которых были расторгнуты, и возвращены Правительству.

Проекты «Сатпаев» и «Н»

По состоянию на 31 декабря 2018 года Группа признала убыток от обесценения активов по разведке и оценке по проектам «Сатпаев» и «Н» на сумму 34 539 млн и 67 897 млн тенге соответственно. Обесценение связано с планируемым выходом Группы из проектов и передачей контрактных территорий Правительству. По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа не списывала активы по данному проекту, так как контрактная территория не была возвращена.

24 апреля 2019 года Группа получила уведомление о расторжении контракта на недропользование от Правительства по проекту «Сатпаев», соответственно, Группа полностью отказалась от контрактной территории и списала активы по разведке и оценке, связанные с проектом.

Списание незавершенного строительства в ПНХЗ

В 2017 году Группа списала незавершенное строительство, которое было приостановлено в связи с изменением конфигурации проекта модернизации Павлодарского НХЗ.

14. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Процентный доход по вкладам в банках, финансовым активам, займам и облигациям	99 274	100 097	119 061
Амортизация дисконта по выпущенным финансовым гарантиям	1 974	1 861	1 541
Всего процентный доход	101 248	101 958	120 602
Прекращение признания обязательств по займу (Примечание 25)	111 476	53 263	–
Списание по выпущенным финансовым гарантиям в связи с существенной модификацией	13 573	–	–
Прочие	14 583	5 806	1 972
	240 880	161 027	122 574

Финансовые затраты

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам (Примечание 25)	225 093	250 055	217 246
Вознаграждение по договору поставки нефти (Примечание 27)	19 541	35 868	26 473
Всего процентный расход	244 634	285 923	243 719
Выпущенные финансовые гарантии	11 341	2 324	160
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов и экологическим обязательствам	13 819	11 523	9 941
Вознаграждение за досрочное погашение облигаций (Примечание 25)	—	89 612	–
Дисконт на активы со ставкой ниже рыночной	1 705	915	6 155
Обесценение банковских депозитов и текущих счетов	1 034	806	18 610
Прочие	44 900	36 552	27 770
	317 433	427 655	306 355

4 и 11 мая 2018 года Компания произвела досрочное погашение еврооблигаций на сумму 3 463 млн долл. США (эквивалентно 1 143 982 млн тенге на дату выплаты), включая проценты. В целях досрочного погашения Компания в 2018 году признала проценты за досрочное погашение в размере 89 612 млн тенге (Примечание 25).

15. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В миллионах тенге	Нефте- газовые активы	Трубо- проводы	Активы по пере- работке	Здания и соору- жения	Машины и оборудо- вание	Тран- спортные средства	Прочие	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	913553	682348	844277	291311	317213	70860	42428	538210	3700200
Пересчет валюты отчетности	(2514)	(140)	(1936)	(660)	264	(109)	175	(442)	(5362)
Изменения в учетной оценке	248	(200)	—	(5)	—	—	—	—	43
Поступления	27268	17102	19859	8134	6466	8144	2912	539998	629883
Выбытия	(17372)	(1154)	(2647)	(5617)	(4286)	(2832)	(7143)	(1459)	(42510)
Расходы по износу	(62018)	(25537)	(72919)	(19440)	(32307)	(8307)	(7467)	—	(227995)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14881	859	2517	4973	3617	2482	6867	760	36956
Резерв на обесцене- ние (Примечание 13)	—	(1)	—	(1439)	(1431)	(1908)	(947)	(16602)	(22328)
Перевод (в)/из запа- сов, нетто	(2)	(52)	13087	1	34	—	1	166	13235
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи, нетто	(170)	—	(3908)	(3553)	(242)	(124)	(98)	—	(8095)
Перевод в инвестици- онную недвижимость	—	—	—	(251)	(13)	—	(1)	(355)	(620)
Переводы в нема- териальные активы (Примечание 17)	(211)	—	—	—	(306)	—	2	(1608)	(2123)
Переводы из активов по разведке и оценке (Примечание 16)	8881	—	—	—	—	—	—	—	8881
Переводы и реклассификации	82278	104461	194363	16688	100818	5829	6032	(510469)	—
Остаточная стои- мость на 31 декабря 2017 года	964822	777686	992693	290142	389827	74035	42761	548199	4080165
Пересчет валюты отчетности	90854	5661	76744	11115	6037	5129	1893	2975	200408
Изменения в учетной оценке	(2105)	7677	—	(5)	—	—	—	—	5567
Поступления	24267	5285	22149	1273	9482	12958	4596	497659	577669
Выбытия	(17128)	(3442)	(1909)	(6913)	(5329)	(3183)	(4463)	(2407)	(44774)
Расходы по износу	(73553)	(28114)	(98975)	(20840)	(36372)	(10603)	(8750)	—	(277207)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	12602	3009	1905	4155	4444	2985	3596	569	33265
Резерв на обесцене- ние (Примечание 13)	(3651)	(3)	—	(11557)	(11710)	(2853)	(851)	(2978)	(33603)
Перевод (в)/из запа- сов, нетто	45	(101)	4145	(4)	177	25	(11)	3015	7291
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи, нетто	(9847)	(2)	(354)	(20348)	(1846)	(192)	(1492)	(1509)	(35590)

Перевод из/(в) инвестиционную недвижимость, нетто	—	—	—	354	—	—	—	(176)	178
Переводы (в)/из нематериальных активов, нетто (Примечание 17)	(97)	—	—	—	—	—	1	(1 703)	(1 799)
Перевод из активов по разведке и оценке (Примечание 16)	3 113	—	—	—	—	—	—	487	3 600
Переводы и реклассификации	92 354	20 157	554 806	15 832	39 892	38 260	6 844	(768 145)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	1 081 676	787 813	1 551 204	263 204	394 602	116 561	44 124	275 986	4 515 170
Изменения в учетной политике (Примечание 3)	—	—	(524)	—	—	—	—	—	(524)
По состоянию на 1 января 2020 года	1 081 676	787 813	1 550 680	263 204	394 602	116 561	44 124	275 986	4 514 646
Пересчет валюты отчетности	(2 749)	(173)	(1 115)	(306)	374	(314)	(50)	—	(4 333)
Поступления	48 725	6 370	794	10 615	11 190	5 076	6 400	345 236	434 406
Изменения в учетной оценке	13 006	12 156	—	27	—	—	19	—	25 208
Выбытия	(24 598)	(2 161)	(4 100)	(15 970)	(7 534)	(3 455)	(7 200)	(1 088)	(66 106)
Расходы по износу	(85 565)	(28 859)	(121 306)	(17 969)	(37 832)	(11 608)	(10 601)	—	(313 740)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14 198	1 794	4 039	11 148	7 085	3 141	6 733	325	48 463
Резерв/(восстановление) на обесценение (Примечание 13)	(4 911)	228	(86 946)	(5 277)	(31 068)	(13 140)	(1 057)	(2 311)	(144 482)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи (Примечание 5)	18	—	(81)	(10 610)	(18 390)	(6 493)	(65)	—	(35 621)
Перевод из/(в) инвестиционную недвижимость	215	—	—	16 314	144	—	2 356	(39)	18 990
Перевод (в)/из запасов, нетто	35	(35)	4 435	1	362	13	666	3 295	8 772
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи (Примечание 16)	1 743	—	—	—	—	—	—	1 024	2 767
Переводы (в)/из нематериальных активов (Примечание 17)	(145)	—	(64)	—	—	—	97	(4 587)	(4 699)
Переводы и реклассификации	8 115	26 584	35 325	49 478	138 878	7 856	64 864	(331 100)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1 049 763	803 717	1 381 661	300 655	457 811	97 637	106 286	286 741	4 484 271
Первоначальная стоимость	2 032 972	1 028 456	2 408 000	568 723	841 626	226 215	222 426	336 772	7 665 190
Накопленный износ и обесценение	(983 209)	(224 739)	(1 026 339)	(268 068)	(383 815)	(128 578)	(116 140)	(50 031)	(3 180 919)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	1 049 763	803 717	1 381 661	300 655	457 811	97 637	106 286	286 741	4 484 271

Первоначальная стоимость	2 154 422	985 787	2 381 309	526 180	720 221	234 740	121 458	324 851	7 448 968
Накопленный износ и обесценение	(1 072 746)	(197 974)	(830 105)	(262 976)	(325 619)	(118 179)	(77 334)	(48 865)	(2 933 798)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	1 081 676	787 813	1 551 204	263 204	394 602	116 561	44 124	275 986	4 515 170
Первоначальная стоимость	1 933 302	948 285	1 647 460	522 194	665 120	179 515	111 072	599 853	6 606 801
Накопленный износ и обесценение	(968 480)	(170 599)	(654 767)	(232 052)	(275 293)	(105 480)	(68 311)	(51 654)	(2 526 636)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	964 822	777 686	992 693	290 142	389 827	74 035	42 761	548 199	4 080 165

Поступления

За 2019 год, поступления в основном относятся к бурению скважин Озенмунайгаз, Эмбамунайгаз и Карачаганак на сумму 181 050 млн тенге, и к строительству компрессорных станций КТГ на сумму 67 998 млн тенге, в рамках модернизации газотранспортной системы, реконструкцией, реконструкция водопровода Астрахань-Мангышлак и реконструкция нефтепровода Узень-Атырау-Самара на 35 323 млн тенге в КТО, капитальный ремонт на АНПЗ на сумму 36 972 млн тенге и Rompetrol Rafinare на сумму 31 859 млн тенге.

Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа классифицировала газокompрессорную станцию и баржи с чистой балансовой стоимостью 35 621 млн тенге в качестве активов, удерживаемых для продажи.

Прочие

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, Группа капитализировала в балансовую стоимость основных средств затраты по займам по средней процентной ставке 4,3 % на сумму 2 525 млн тенге, относящиеся к строительству новых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2018 года: 21 715 млн тенге, по средней процентной ставке капитализации 2,75 %, в 2017 году: 26 532 млн тенге, по средней ставке капитализации в 3,36 %).

По состоянию на 31 декабря 2019 года стоимость полностью амортизированных, но все еще используемых основных средств составила 394 841 млн тенге (по состоянию на 31 декабря 2018 года: 334.533 млн тенге и по состоянию на 31 декабря 2017 года: 290 360 млн тенге).

На 31 декабря 2019 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 1 023 146 млн тенге (в 2018 году: 1 108 420 млн тенге, в 2017 году: 940 437 млн тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

16. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В миллионах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	193 835	37 719	231 554
Пересчет валюты отчетности	(95)	(53)	(148)
Поступления	33 075	345	33 420
Изменения в учетной оценке	(113)	—	(113)
Выбытия	(105)	(557)	(662)
Обесценение (Примечание 13)	(803)	(11)	(814)
Переводы по прекращенной деятельности и в активы для продажи, нетто	—	(1 030)	(1 030)
Перевод в основные средства (Примечание 15)	(8 881)	—	(8 881)
Переводы и реклассификации	(1 260)	1 260	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	215 653	37 673	253 326
Пересчет валюты отчетности	1 373	699	2 072
Поступления	46 008	180	46 188
Изменения в учетной оценке	25	—	25
Выбытия	(1 314)	(5)	(1 319)
Накопленное обесценение по выбытиям	957	5	962
Обесценение (Примечание 13)	(96 180)	(11 565)	(107 745)
Переводы в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(102)	—	(102)
Переводы в запасы	(7)	—	(7)
Переводы в основные средства (Примечание 15)	(3 600)	—	(3 600)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	162 813	26 987	189 800
Поступления	51 385	3 144	54 529
Изменения в учетной оценке	9	—	9
Выбытия (Примечание 13)	(35 150)	(1 160)	(36 310)
Накопленное обесценение по выбытиям	33 159	507	33 666
Обесценение (Примечание 13)	(51 717)	(5 522)	(57 239)
Переводы в нематериальные активы (Примечание 17)	—	(1 800)	(1 800)
Переводы в запасы	9	—	9
Переводы в основные средства (Примечание 15)	(2 767)	—	(2 767)
Переводы и реклассификации	(5 449)	5 449	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	152 292	27 605	179 897



Капитальные обязательства раскрыты в Примечании 34. Договорные и условные обязательства

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Жамбыл	58 293	50 178	33 396
ЭмбаМунайГаз	41 337	20 022	19 078
Урихтау	35 265	30 469	27 590
Проекты КТГ	13 206	11 840	12 051
Проект «Жемчужина»	—	36 486	35 069
Проект «Н»	—	—	66 258
Проект «Сатпаев»	—	—	33 791
Прочие	31 796	40 805	26 093
	179 897	189 800	253 326

Поступления

В течение 2019 года Группа капитализировала затраты на разведку, оценку, геологическую и геофизическую разведку, в основном, связанные с контрактами на недропользование ЭмбаМунайГаза, в сумме 32 154 млн тенге и 12 135 млн тенге, относящиеся к Жамбылской области и другими новыми контрактами Компании на недропользование.

17. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 год	98 722	50 458	14 772	23.596	187.548
Пересчет валюты отчетности	(25)	(169)	(72)	114	(152)
Поступления	—	—	2 452	2 885	5 337
Выбытия	—	—	(1 003)	(2 416)	(3 419)
Расходы по амортизации	—	(1 226)	(5 517)	(2 682)	(9 425)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	—	—	526	2 401	2 927
Переводы из основных средств (Примечание 15)	—	—	1 304	819	2 123
Перевод (в)/из запасов, нетто	—	—	—	266	266
Перемещения	—	—	1 219	(1 219)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	98 697	49 063	13 681	23 764	185 205
Пересчет валюты отчетности	1 357	5 510	586	2 412	9 865
Поступления	—	—	2 266	4 096	6 362



На основании анализа на предмет обесценения, в 2019, 2018 и 2017 годах обесценения гудвила ПНХЗ не было обнаружено. Более подробный анализ на предмет обесценения изложен в Примечании 4. Существенные учетные оценки и суждения

Выбытия	—	—	(3 290)	(542)	(3 832)
Расходы по амортизации	—	1 659	(6 538)	(2 503)	(7 382)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытия	—	—	3 286	540	3 826
Обесценение (Примечание 13)	—	(22 506)	(59)	(71)	(22 636)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	—	—	(42)	(88)	(130)
Переводы (в)/из основных средств (Примечание 15)	—	—	1 822	(23)	1 799
Перемещения	—	(362)	1 717	(1 355)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	100 054	33 364	13 429	26 230	173 077
Пересчет валюты отчетности	(1 493)	2 237	(62)	(461)	221
Поступления	—	—	5 827	4 599	10 426
Выбытия	—	—	(3 725)	(1 678)	(5 403)
Изменение в учетной оценке	—	—	—	(174)	(174)
Расходы по амортизации	—	—	(5 709)	(5 608)	(11 317)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	—	—	3 551	527	4 078
Восстановление/(обесценение) (Примечание 13)	—	(6 641)	5	396	(6 240)
Переводы из запасов	—	—	—	5	5
Перевод в активы по разведке и оценке (Примечание 16)	—	—	—	1 800	1 800
Переводы (в)/из основных средств (Примечание 15)	—	—	4 838	(139)	4 699
Перемещения	—	—	1 300	(1 300)	—
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98 561	28 960	19 454	24 197	171 172
Первоначальная стоимость	209 009	57 921	70 381	93 290	430 601
Накопленная амортизация и обесценение	(110 448)	(28 961)	(50 927)	(69 093)	(259 429)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2019 года	98 561	28 960	19 454	24 197	171 172
Первоначальная стоимость	169 139	58 164	62 322	81 195	370 820
Накопленная амортизация и обесценение	(69 085)	(24 800)	(48 893)	(54 965)	(197 743)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2018 года	100 054	33 364	13 429	26 230	173 077
Первоначальная стоимость	167 782	50 312	57 238	71 162	346 494
Накопленная амортизация и обесценение	(69 085)	(1 249)	(43 557)	(47 398)	(161 289)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	98 697	49 063	13 681	23 764	185 205

Текущая стоимость гудвила, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2019	2018	2017
Downstream Romania	1 140	1 145	990
Прочие	8 868	8 905	7 703
Единицы, генерирующие денежные потоки KMGI	10 008	10 050	8 693
Группа единиц, генерирующих денежные потоки ПНХЗ	88 553	88 553	88 553
Прочие	—	1 451	1 451
Итого гудвил	98 561	100 054	98 697

18. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Выраженные в долларах США	390 598	414 578	1 656 763
Выраженные в тенге	21 940	22 031	28 228
Выраженные в других валютах	—	2 707	2 473
Резерв на ожидаемые кредитные убытки	(508)	(560)	—
	412 030	438 756	1 687 464

На 31 декабря 2019 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,08 % в долларах США и 2,58 % в тенге (в 2018 году: 1,05 % в долларах США и 3,73 % в тенге, в 2017 году: 1,07 % в долларах США и 2,29 % в тенге).

На 31 декабря 2019 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,57 % в долларах США, 8,33 % в тенге (в 2018 году: 2,40 % в долларах США, 8,20 % в тенге и 0,06 % в других валютах и в 2017 году: 1,65 % в долларах США, 7,51 % в тенге и 0,65 % в других валютах).

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Срок погашения до 1 года	359 504	386 459	1 638 941
Срок погашения от 1 до 2 лет	1 029	155	836
Срок погашения свыше 2 лет	51 497	52 142	47 687
	412 030	438 756	1 687 464

На 31 декабря 2019 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 50 046 млн тенге (в 2018 году: 51 538 млн тенге, в 2017 году: 62 731 млн тенге), которые в основном состоят из 37 916 млн тенге (2018 год: 37 729 млн тенге, 2017 год: 32 100 млн тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование

19. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

В миллионах тенге			31 декабря 2019 года		31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия								
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	2 377 207	20,00 %	1 970 533	20,00 %	1 353 084	20,00 %
КМГ Кашаган Б. В.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	2 057 795	50,00 %	2 053 621	50,00 %	1 743 495	50,00 %
ТОО «Азиатский газопровод»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	168 086	50,00 %	—	50,00 %	—	50,00 %
«Мангистау Инвестментс Б. В.»	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	158 867	50,00 %	138 549	50,00 %	135 781	50,00 %
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	101 766	50,00 %	34 411	50,00 %	17 701	50,00 %
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	79 849	50,00 %	65 116	50,00 %	33 761	50,00 %

В миллионах тенге			31 декабря 2019 года		31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Ural Group Limited BVI	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	47 662	50,00 %	70 874	50,00 %	78 031	50,00 %
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	25 620	50,00 %	38 349	50,00 %	47 537	50,00 %
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	21 438	50,00 %	25 773	50,00 %	22 716	50,00 %
ТОО «ТенизСервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	19 277	48,996 %	16 945	48,996 %	6 134	48,996 %
Valsera Holding BV	Переработка сырой нефти	Казахстан	12 776	50,00 %	23 790	50,00 %	36 737	50,00 %
Прочие			41 014		28 258		22 649	
Ассоциированные компании								
Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»)	Транспортировка жидких углеводородов	Казахстан/Россия	359 173	20,75 %	289 586	20,75 %	195 095	20,75 %
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	95 320	33,00 %	116 577	33,00 %	115 920	33,00 %
Прочие			24 534		23 062		14 989	
			5 590 384		4 895 444		3 823 630	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2019 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 17 812 млн тенге (в 2018 году: 77 440 млн тенге, в 2017 году: 175 623 млн тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2019 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 59 628 млн тенге (в 2018 году: 98 182 млн тенге, в 2017 году: 182 191 млн тенге).

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2019, 2018 и 2017 годы:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Сальдо на 1 января	4 895 444	3 823 630	3 718 920
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года	—	(3 237)	—
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто (Примечание 7)	827 979	697 326	414 950
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	(3 803)	494	10 630
Приобретения, нетто	—	3 084	3
Гарантии выданные	11 162	—	—
Дивиденды полученные	(126 461)	(159 988)	(271 783)

¹ Корректировка нерезализованной прибыли представляет собой элиминацию нерезализованной прибыли, возникающей при реализации товаров Группе совместным предприятием и капитализированных вознаграждений по займам, предоставленных Компанией и дочерними организациями в совместные предприятия, признаваемую при использовании метода долевого участия.

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Изменение в дивидендах к получению	7 433	3 702	(39 889)
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	5 889	1 467	—
Возврат вкладов в капитал без изменения доли владения	—	(93 072)	(1 715)
Элиминации и корректировки ¹	(7 043)	17 071	(20 722)
Восстановление обесценения инвестиций	—	—	14 845
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	—	—	(67)
Пересчет валюты отчетности	(20 216)	604 967	(1 542)
Сальдо на 31 декабря	5 590 384	4 895 444	3 823 630

16 октября 2015 года Группа продала 50 % своих акций в KMG Kashagan B. V. в пользу Самрук-Қазына с опционом на покупку всего или частичного пакета акций в период с 1 января 2018 года до 31 декабря 2020 года (далее – «Опцион»). 20 декабря 2017 года период реализации опциона был изменен на период с 1 января 2020 года по 31 декабря 2022 года. По состоянию на 31 декабря 2019 года, 2018 года и 2017 года цена опциона была незначительной.

Амстердамский суд наложил ограничения на права в части распоряжения этими акциями Самрук-Қазына принадлежащих ему 50 % акций KMG Kashagan B. V. (далее – «ограничения»). В течение срока действия данной обеспечительной меры, по указанным акциям KMG Kashagan B. V., данные акции не могут быть проданы, переданы или обременены. По состоянию на 31 декабря 2019 года, ограничения оставались в силе и контроль над активом не был передан Группе.

В 2018 году возврат взноса без изменения доли владения в основном связан с частичным изъятием инвестиций в «Мангистау Инвестментс Б. В.» в размере 249 млн долл. США (что эквивалентно 92 582 млн тенге).

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б. В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б. В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Долгосрочные активы	16 276 182	4 087 310	1 395 615	433 950	482 553	10 176
Краткосрочные активы, включая	975 247	273 048	578 072	114 571	171 411	195 666
Денежные средства и их эквиваленты	45 128	74 330	136 318	16 091	11 918	83 674
Долгосрочные обязательства, включая	(4 137 239)	(499 989)	(1 225 064)	(148 898)	(354 711)	(148)
Долгосрочные финансовые обязательства	(2 563 353)	(581)	(1 050 532)	(49 553)	(342 836)	—
Краткосрочные обязательства, включая	(1 228 155)	(201 781)	(412 451)	(80 495)	(145 277)	(45 996)
Краткосрочные финансовые обязательства	(44 762)	(194)	(379 633)	(400)	(119 557)	—
Капитал	11 886 035	3 658 588	336 172	319 128	153 976	159 698
Доля владения	20 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
Гудвил	—	228 501	—	—	—	—
Консолидационные корректировки	—	—	—	(697)	24 778	—
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2019 года	2 377 207	2 057 795	168 086	158 867	101 766	79 849

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б. В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б. В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Выручка	6 231 720	443 545	785 250	836 474	172 894	306 259
Износ и амортизация	(874 694)	(175 119)	(74 734)	(70 250)	(16 028)	(280)
Финансовый доход	9 428	5 377	9 674	159	—	2 384
Финансовые затраты	(39 896)	(41 813)	(90 669)	(8 772)	(26 563)	—
Расходы по подоходному налогу	(889 194)	(57 794)	(113 177)	(51 818)	—	(8 625)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	2 074 701	26 228	428 204	165 766	112 387	30 311
Прочий совокупный (убыток)/доход	(41 327)	(17 880)	—	485	—	(846)
Общий совокупный доход	2 033 374	8 348	428 204	166 251	112 387	29 465
Изменение в непризнанной доле убытка	—	—	46 016	—	—	—
Дивиденды полученные	—	—	—	61 872	—	—

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2019 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГепМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	218 689	118 312	53 020	335 845	564 128
Краткосрочные активы, включая	729	42 245	19 326	51 621	80 995
Денежные средства и их эквиваленты	714	37 401	11 947	6 953	41 660
Долгосрочные обязательства, включая	(123 902)	(40 343)	(6 533)	(117 580)	(513 735)
Долгосрочные финансовые обязательства	(94 532)	—	—	—	(507 803)
Краткосрочные обязательства, включая	(192)	(68 975)	(22 937)	(230 542)	(90 320)
Краткосрочные финансовые обязательства	—	—	—	(1 360)	(27 035)
Капитал	95 324	51 239	42 876	39 344	41 068
Доля владения	50 %	50 %	50 %	48,996 %	50 %
Консолидационные корректировки	—	—	—	—	(7 758)
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2019 года	47 662	25 620	21 438	19 277	12 776
Выручка	—	191 297	61 597	257 944	132 246
Износ и амортизация	(13)	(50 605)	(11 886)	(194 344)	(25 790)
Финансовый доход	—	227	185	3	21
Финансовые затраты	(27 471)	(1 348)	(91)	(25 434)	(34 425)
Расходы по подоходному налогу	(1 688)	(73 148)	113	—	(22 964)

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	TOO «КазГепМунай»	TOO «Казахойл-Актобе»	TOO «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(37 790)	35 121	19 445	13 760	(12 214)
Прочий совокупный убыток	(627)	(216)	—	—	(85)
Общий совокупный доход/(убыток)	(38 417)	34 905	19 445	13 760	(12 299)
Изменения в непризнанной доле в убытках	—	—	—	—	—
Дивиденды полученные	—	30 183	9 057	4 410	757

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2018 год

В миллионах тенге	TOO «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	TOO «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	TOO «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	TOO «КазРосГаз»
Долгосрочные активы	12 922 783	4 156 425	1 460 389	407 888	441 704	11 563
Краткосрочные активы, включая	1 057 016	382 203	548 679	72 748	198 892	141 406
Денежные средства и их эквиваленты	203 864	111 112	14 907	15 318	139 385	19 910
Долгосрочные обязательства, включая	(2 780 571)	(705 486)	(1 710 805)	(125 106)	(496 648)	(133)
Долгосрочные финансовые обязательства	(1 536 800)	(778)	(1 642 324)	(49 946)	(487 373)	—
Краткосрочные обязательства, включая	(1 346 563)	(184 826)	(390 294)	(77 576)	(104 498)	(22 604)
Краткосрочные финансовые обязательства	(36 670)	(194)	(363 250)	(451)	(93 024)	—
Капитал	9 852 665	3 648 316	(92 031)	277 954	39 450	130 232
Доля владения	20 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
Накопленная непризнанная доля в убытках	—	—	46 016	—	—	—
Гудвил	—	229 463	—	—	—	—
Консолидационные корректировки	—	—	—	(428)	14 686	—
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2018 года	1 970 533	2 053 621	—	138 549	34 411	65 116
Выручка	5 941 474	438 662	766 661	839 356	150 793	244 346
Износ и амортизация	(685 434)	(180 246)	(83 523)	(60 373)	(15 540)	(134)
Финансовый доход	19 426	2 954	7 480	857	303	1 255
Финансовые затраты	(136 761)	(42 366)	(100 922)	(8 006)	(28 277)	(377)
Расходы по подоходному налогу	(941 034)	(38 996)	—	(56 904)	—	(13 163)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности	2 195 746	68 067	211 332	193 707	33 420	10 509

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Прочий совокупный доход/(убыток)	1 270 679	552 184	—	(319)	—	17 231
Общий совокупный доход	3 466 425	620 251	211 332	193 388	33 420	27 740
Изменение в непризнанной доле убытка	—	—	105 666	—	—	—
Дивиденды полученные	64 671	—	—	—	—	14 181

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2018 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГепМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	239 908	131 604	58 965	520 242	610 463
Краткосрочные активы, включая	216	75 131	19 332	53 449	56 343
Денежные средства и их эквиваленты	183	64 921	5 526	792	25 283
Долгосрочные обязательства, включая	(98 145)	(43 798)	(10 744)	(299 007)	(482 303)
Долгосрочные финансовые обязательства	(73 500)	—	—	(3 836)	(481 398)
Краткосрочные обязательства, включая	(231)	(86 239)	(16 007)	(240 100)	(129 621)
Краткосрочные финансовые обязательства	—	—	—	(3 847)	(27 818)
Капитал	141 748	76 698	51 546	34 584	54 882
Доля владения	50 %	50 %	50 %	48,996 %	50 %
Консолидационные корректировки	—	—	—	—	(3 651)
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2018 года	70 874	38 349	25 773	16 945	23 790
Выручка	1	234 732	61 838	173 006	93 342
Износ и амортизация	(14)	(33 376)	(5 037)	(108 005)	(9 280)
Финансовый доход	—	1 119	180	1	108
Финансовые затраты	(9 031)	(1 062)	(740)	(19 468)	(4 105)
Расходы по подоходному налогу	(1 788)	(95 496)	(21 360)	(1 249)	8 630
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(37 645)	55 829	18 114	28 363	(15 978)
Прочий совокупный доход	22 023	4 809	—	—	—
Общий совокупный доход/(убыток)	(15 622)	60 638	18 114	28 363	(15 978)
Изменения в непризнанной доле в убытках	—	—	—	—	—
Дивиденды полученные	—	42 706	6 000	2 597	1 306

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В миллионах тенге	ТОО «Тенгиз-шевройл»	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Азиатский газопровод»	Мангистау Инвестментс Б.В.	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «КазРосГаз»
Долгосрочные активы	8 719 902	3 784 723	1 572 551	393 189	442 257	27 019
Краткосрочные активы, включая	1 527 677	172 993	519 333	66 799	139 272	150 968
Денежные средства и их эквиваленты	748 523	49 410	9 070	3 090	71 939	30 877
Долгосрочные обязательства, включая	(2 507 496)	(563 263)	(2 058 444)	(66 129)	(464 527)	—
Долгосрочные финансовые обязательства	(1 329 320)	—	(2 015 735)	—	(457 760)	—
Краткосрочные обязательства, включая	(974 662)	(304 431)	(331 506)	(122 297)	(110 972)	(69 021)
Краткосрочные финансовые обязательства	(31 719)	(272 148)	(297 654)	—	(91 095)	—
Капитал	6 765 421	3 090 022	(298 066)	271 562	6 030	108 966
Доля владения	20 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
Гудвил	—	198 484	—	—	—	—
Накопленная непризнанная доля в убытках	—	—	149 033	—	—	—
Консолидационные корректировки	—	—	—	—	14 686	(20 722)
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2017 года	1 353 084	1 743 495	—	135 781	17 701	33 761
Выручка	4 357 947	183 119	587 429	635 903	79 097	243 527
Износ и амортизация	(560 817)	(90 258)	(64 333)	(62 190)	(13 235)	(638)
Финансовый доход	22 007	1 025	3 757	126	21	2 489
Финансовые затраты	(127 134)	(36 557)	(86 077)	(5 788)	(24 649)	(13 362)
Расходы по подоходному налогу	(621 385)	(3 750)	(89 287)	(34 036)	—	(11 907)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	1 449 898	(20 417)	269 647	99 210	38 485	17 244
Прочий совокупный (убыток)/доход	7 518	(10 897)	—	(229)	—	(1 939)
Общий совокупный доход/(убыток)	1 457 416	(31 314)	269 647	98 981	38 485	15 305
Изменение в непризнанной доли в убытках	—	—	134 824	—	19 911	—
Дивиденды полученные	79 694	—	—	105 523	—	18 647

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГепМунай»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	219 833	131 808	49 854	514 174	417 763
Краткосрочные активы, включая	57	46 381	19 768	72 382	55 449

В миллионах тенге	Ural Group Limited BVI	TОО «КазГерМунай»	TОО «Казахойл-Актобе»	TОО «Тенизсервис»	Valsera Holding BV
Денежные средства и их эквиваленты	47	37 914	6 004	4 636	17 663
Долгосрочные обязательства, включая	(63 640)	(28 691)	(7 431)	(419 764)	(211)
Долгосрочные финансовые обязательства	(54 733)	—	—	(12 536)	—
Краткосрочные обязательства, включая	(188)	(54 424)	(16 759)	(154 273)	(399 527)
Краткосрочные финансовые обязательства	—	—	(6 847)	(7 290)	(327 332)
Капитал	156 062	95 074	45 432	12 519	73 474
Доля владения	50 %	50 %	50 %	48,996 %	50 %
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2017 года	78 031	47 537	22 716	6 134	36 737
Выручка	8	184 616	56 047	3 467	60 808
Износ и амортизация	(20)	(34 072)	(17 062)	(378)	(5 027)
Финансовый доход	17	1 306	212	39	411
Финансовые затраты	(1 891)	(1 014)	(2 473)	(116)	(66)
Расходы по подоходному налогу	(691)	(53 071)	2 416	(645)	(4 373)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(3 754)	35 427	(33 576)	3 375	19 502
Прочий совокупный убыток	(219)	(664)	—	—	(118)
Общий совокупный доход/(убыток)	(3 973)	34 763	(33 576)	3 375	19 384
Изменения в непризнанной доле в убытках	—	—	—	—	—
Дивиденды полученные	—	40 445	—	—	2 377

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2019 год:

В миллионах тенге	2019	
	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	1 992 524	330 021
Краткосрочные активы	99 635	55 086
Долгосрочные обязательства	(38 825)	(69 474)
Краткосрочные обязательства	(499 392)	(26 785)
Капитал	1 553 942	288 848
Доля владения	20,75 %	33 %
Гудвил	36 730	—
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	359 173	95 320
Выручка	867 450	131 688
Износ, истощение и амортизация	(178 032)	(49 236)
Финансовый доход	10 720	425
Финансовые затраты	(52 453)	(2 769)
Расходы по подоходному налогу	(111 797)	(20 904)
Прибыль за год	341 537	(55 286)

В миллионах тенге	2019	
	КТК	ПКИ
Прочий совокупный (убыток)/доход	(6 181)	(1 473)
Общий совокупный доход	335 356	(56 759)
Дивиденды полученные	—	15 004

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2018 год:

В миллионах тенге	2018	
	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2 147 362	410 710
Краткосрочные активы	105 910	91 815
Долгосрочные обязательства	(350 304)	(45 218)
Краткосрочные обязательства	(685 130)	(104 043)
Капитал	1 217 838	353 264
Доля владения	20,75 %	33 %
Гудвил	36 885	—
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	289 586	116 577
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	757 734	163 263
Износ, истощение и амортизация	(224 968)	(26 267)
Финансовый доход	32 779	387
Финансовые затраты	(96 267)	(2 564)
Расходы по подоходному налогу	(40 715)	(40 085)
Прибыль за год	279 348	44 213
Прочий совокупный (убыток)/доход	176 033	40 886
Общий совокупный доход	455 381	85 099
Дивиденды полученные	—	24 914

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2017 год:

В миллионах тенге	2017	
	КТК	ПКИ
Долгосрочные активы	2 042 156	356 152
Краткосрочные активы	95 627	84 904
Долгосрочные обязательства	(756 148)	(59 123)
Краткосрочные обязательства	(595 179)	(30 659)
Капитал	786 456	351 274
Доля владения	20,75 %	33 %
Гудвил	31 905	—
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	195 095	115 920
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	647 478	137 912
Износ, истощение и амортизация	(141 191)	(26 442)
Финансовый доход	13 043	246

В миллионах тенге	2017	
	КТК	ПКИ
Финансовые затраты	(78 910)	(3 279)
Расходы по подоходному налогу	(49 237)	(20 965)
Прибыль за год	263 450	21 921
Прочий совокупный (убыток)/доход	16 354	(992)
Общий совокупный доход	279 804	20 929
Дивиденды полученные	—	20 453

Ниже представлена обобщенная финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Долгосрочные активы	143 772	121 289	125 404
Краткосрочные активы	52 488	45 979	37 468
Долгосрочные обязательства	(110 096)	(131 980)	(127 415)
Краткосрочные обязательства	(62 503)	(37 995)	(35 006)
Гудвил	4 050	4 050	172
Обесценение	(3 635)	(3 635)	(3 635)
Накопленная непризнанная доля в убытках	(16 938)	(30 550)	(25 661)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	41 014	28 258	22 649
Доход за год от продолжающейся деятельности	25 069	1 999	18 233
Прочий совокупный доход/(убыток)	—	(668)	498
Общий совокупный доход	25 069	1 331	18 731
Непризнанная доля в прибылях/(убытках)	13 612	(4 807)	13 600

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Долгосрочные активы	30 415	29 046	24 818
Краткосрочные активы	55 185	50 178	36 648
Долгосрочные обязательства	(10 566)	(10 469)	(12 035)
Краткосрочные обязательства	(51 374)	(46 568)	(35 371)
Накопленная непризнанная доля в убытках/(убытках)	(875)	(875)	(929)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	24 534	23 062	14 989
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	2 457	3 254	436
Прочий совокупный доход/(убыток)	(398)	3 357	250
Общий совокупный доход/(убыток)	2 059	6 611	686
Непризнанная доля в убытках	—	4	(199)

20. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Материалы и запасы (по себестоимости)	116 327	115 103	98 714
Нефтепродукты (по наименьшему из себестоимости и чистой стоимости реализации)	53 974	99 998	84 841
Продукты переработки газа (по себестоимости)	52 566	57 762	15 689
Сырая нефть (по себестоимости)	58 348	39 436	51 125
	281 215	312 299	250 369

По состоянию на 31 декабря 2019 года товарно-материальные запасы в сумме 47 863 млн тенге находились в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2018 года: 123 973 млн тенге, на 31 декабря 2017 года: 111 844 млн тенге).

21. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Предоплата и расходы будущих периодов	138 822	96 510	95 623
Налоги к возмещению, кроме НДС	52 642	35 556	29 577
Дивиденды к получению	7 582	15 848	29 010
Прочая дебиторская задолженность	15 047	15 321	13 057
Прочие текущие активы	87 357	70 016	91 613
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	(39 356)	(28 528)	(62 770)
Итого прочих текущих активов	262 094	204 723	196 110
Торговая дебиторская задолженность	430 125	540 669	525 773
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	(32 368)	(46 692)	(57 906)
Торговая дебиторская задолженность	397 757	493 977	467 867

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов по данным активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2019 года торговая дебиторская задолженность в сумме 71 296 млн тенге находилась в качестве залогового обеспечения по обязательствам Группы (на 31 декабря 2018 года: 72 695 млн тенге, на 31 декабря 2017 года: 58 116 млн тенге).

В 2017 году связи с отзывом Национальным банком РК лицензии АО «Delta Bank» и неопределенностью относительно возврата банковских вкладов, размещенных в Delta Bank, Группа начислила 100 % резерв на обесценение депозитов на сумму 36 161 тыс. долл. США (эквивалентно 13 835 млн тенге) и реклассифицировала депозиты в прочую дебиторскую задолженность.

Изменения в резерве на ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и прочим текущим активам представлены следующим образом:

В миллионах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2016 года	101 519
Начисления за год, нетто (Примечание 12)	936
Списано	(977)
Переводы и реклассификации	11 856
Пересчет валюты отчетности	7 342
На 31 декабря 2017 года	120 676
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года	3 658
Восстановлено за год, нетто (Примечание 12)	(264)
Списано	(59 880)
Переводы и реклассификации	(2)
Пересчет валюты отчетности	11 032
На 31 декабря 2018 года	75 220
Начисления за год, нетто (Примечание 12)	14 138
Списано	(16 659)
Переводы и реклассификации	153
Пересчет валюты отчетности	(1 128)
На 31 декабря 2019 года	71 724

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

В миллионах тенге	Просроченная, но не обесцененная						
	Итого	Не просроченная, не обесцененная	<30 дней	30–60 дней	61–90 дней	91–120 дней	>120 дней
2019	397 757	364 443	19 633	5 130	1 808	1 199	5 544
2018	493 977	448 671	23 935	5 018	4 504	4 822	7 027
2017	467 867	365 858	17 506	38 832	16 447	2 292	26 932

22. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Займы выданные, учитываемые по амортизированной стоимости	509 003	495 869	785 593
Займы выданные, учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток	214 395	263 274	—
Облигации к получению от Самрук-Қазына	16 290	15 364	18 342
Вексель к получению от участника совместного предприятия	13 627	16 599	38 016
Аренда к получению от совместных предприятий	4 458	—	—
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	(3 508)	(3 963)	—
	754 265	787 143	841 951

В соответствии с МСФО 9 Группа переклассифицировала некоторые займы, выданные в категорию, как учитываемых по справедливой стоимости через прибыли и убытки. Справедливая стоимость таких займов рассчитывается путем дисконтирования будущих денежных потоков.

Ниже представлена информация по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон в валютах, выраженных:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Займы связанным сторонам в тенге	510 240	471 541	471 798
Займы связанным сторонам в долларах США	206 285	280 952	311 341
Облигации к получению от Самрук-Қазына в тенге	16 241	15 315	18 342
Вексель к получению от участника совместного предприятия в долларах США	13 627	16 599	38 016
Аренда к получению от совместных предприятий	4 448	—	—
Займы связанным сторонам в других валютах	3 424	2 736	2 454
	754 265	787 143	841 951
В миллионах тенге	2019	2018	2017
Текущая часть	138 719	148 615	169 502
Долгосрочная часть	615 546	638 528	672 449
	754 265	787 143	841 951

Изменения в резерве на ожидаемые кредитные убытки по займам и дебиторской задолженности от связанных сторон представлены следующим образом:

В миллионах тенге	
На 1 января 2017 года	—
На 31 декабря 2017 года	—
Эффект перехода на МСФО 9 на 1 января 2018 года (Примечание 3)	4 611
Восстановлено	(985)
Пересчет валюты отчетности	337
На 31 декабря 2018 года	3 963
Восстановлено	(447)
Пересчет валюты отчетности	(8)
На 31 декабря 2019 года	3 508

23. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Срочные вклады в банках – доллары США	108 298	743 646	792 428
Срочные вклады в банках – тенге	210 354	195 093	115 103
Срочные вклады в банках – другие валюты	6 450	3 492	3 279
Текущие счета в банках – доллары США	633 231	538 440	306 716
Текущие счета в банках – тенге	75 168	39 137	30 398
Текущие счета в банках – другие валюты	10 220	9 658	8 847
Деньги в пути	19 991	8 914	5 538

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Кассовая наличность и чеки	1 150	1 204	1 684
Минус: резервы по ожидаемым кредитным убыткам	(410)	(131)	(6)
	1 064 452	1 539 453	1 263 987
Денежные средства и их эквиваленты, относящиеся к пре-кращенной деятельности	—	6 395	2 618
	1 064 452	1 545 848	1 266 605

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах.

По состоянию на 31 декабря 2018 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 2,02 % в долларах США, 8,84 % в тенге и 0,12 % в других валютах (в 2018 году: 2,84 % в долларах США, 7,58 % в тенге и 0,07 % в других валютах, в 2017 году: 1,04 % в долларах США и 7,85 % в тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

24. КАПИТАЛ

УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных, включает:

	На 31 декабря 2017 года	Выпущено в 2018 году	На 31 декабря 2018 года	Выпущено в 2019 году	На 31 декабря 2019 года
Количество выпущенных и оплачен- ных акций, включая:	589 399 889	20 719 604	610 119 493	—	610 119 493
Номинальной стоимостью 27 726,63 тенге	137 900	—	137 900	—	137 900
Номинальной стоимостью 10 000 тенге	—	20 719 604	20 719 604	—	20 719 604
Номинальной стоимостью 5 000 тенге	59 707 029	—	59 707 029	—	59 707 029
Номинальной стоимостью 2 500 тенге	71 104 187	—	71 104 187	—	71 104 187
Номинальной стоимостью 2 451 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 1 000 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 921 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 858 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 838 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 704 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 592 тенге	1	—	1	—	1
Номинальной стоимостью 500 тенге	458 450 766	—	458 450 766	—	458 450 766
Уставный капитал (тысяч тенге)	709 344 505	207 196 040	916 540 545	—	916 540 545

Уставный капитал и дополнительный оплаченный капитал

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, Компания имеет один класс выпущенных акций. По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов 239 440 103 простых акции были объявлены, но не выпущены (в 2017 году: 260 159 707 простых акций).

В 2018 году Компания выпустила 20 719 604 простых акций (2017 год: 5 187 152 простых акций). В оплату данных простых акций Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения на общую сумму 207 196 млн тенге (2017 год: 12 968 млн тенге) которые ранее были признаны как дополнительный оплаченный капитал, и денежные средства в размере 7 тыс. тенге (2017 год: 1 тыс. тенге). Компания признала газопроводы как дополнительный оплаченный капитал на основании договора доверительного управления, который является краткосрочным механизмом до даты передачи юридического права на трубопроводы Группе.

В 2018 году Группа увеличила дополнительный оплаченный капитал на 4 114 млн тенге (2017 год: 13 189 млн тенге), что представляет собой справедливую стоимость газопроводов, предоставленных Правительством на условиях доверительного управления, которые служат механизмом до даты передачи юридического права на трубопроводы Группе.

Операции с Самрук-Қазына

В 2019 году Компания предоставила Самрук-Қазына дополнительные транши в размере 54 720 млн тенге (2018 год: 52 293 млн тенге и 2017 год: 47 020 млн тенге) по беспроцентному долгосрочному договору по финансовой помощи, подписанному 25 декабря 2015 года, с текущим сроком погашения в 2022 году. В 2019 году разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью дополнительного транша в размере 14 184 млн тенге (2018 год: 10 188 млн тенге и 2017 год: 5 716 млн тенге) была отражена как операции с Самрук-Қазына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

В 2018 году Компания продлила срок действия договора о предоставлении беспроцентной долгосрочной финансовой помощи Самрук-Қазына и, соответственно, признала модификацию задолженности в размере 78 358 млн тенге, которое было отражено как операция с Самрук-Қазына в консолидированном отчете об изменениях в капитале.

В 2017 году Самрук-Қазына внес изменения в проспект второго выпуска облигаций, согласно которому купон по облигациям снижен с 4,00 % до 0,50 %, и Компания признала модификацию задолженности, эффект от которой в размере 24 020 млн тенге был отнесен на капитал как операции с Самрук-Қазына в консолидированном отчете об изменении в капитале.

Распределения Самрук-Қазына

В 2019 году Компания передала Самрук-Қазына выручку от продажи непрофильных активов в размере 3 853 млн тенге, которая была признана как распределение Самрук-Қазына, в рамках правительственных постановлений о передаче непрофильных активов КМГ, и в соответствии с решением Правления Самрук-Қазына. Кроме того, в 2019 году Группа начислила и выплатила 568 млн тенге, распределенных «ОзенМунайГазом» в соответствии с государственным сбором на жилье жителей, проживающих в городе Жанаозен.

В 2019 году Группа полностью выполнила свои обязательства в размере 20 900 млн тенге по строительству социальных объектов в городе Туркестан, признано в рамках распределений в Самрук-Қазына в 2018 год, включая дополнительное распределение в размере 1 773 млн тенге, признанное в 2019 году. Кроме того, Группа перечислила денежные платежи в размере 9 203 млн тенге для выполнения своих обязательств по строительству Дворца боевых искусств в г. Нур-Султан, признанных в рамках распределения Самрук-Қазына в 2016–2017 годах.

Дополнительно, в 2018 году распределения Самрук-Қазына также включали результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» (дочерняя компания Группы) в сумме 6 473 млн тенге и корректировку справедливой стоимости газопроводов, переданных в оплату выпущенных акций в сумме 10 млн тенге.

В 2017 году распределения Самрук-Қазына включали: начисление резерва на строительство Дворца единоборств в г. Астана в сумме 5 544 млн тенге, результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» в сумме 5 793 млн тенге.

В 2017 году в связи с передачей Корпоративному Фонду «ТВЦ Казахстан» обязательств по реконструкции Выставочного центра в г. Москве, Компания сторнировала ранее начисленный резерв в сумме 4 459 млн тенге.

На 31 декабря 2017 года Группа признала дисконт по облигациям, выпущенным ТОО «Специализированная финансовая компания ДСФК» в составе нераспределенной прибыли в сумме 16 756 млн тенге.

Дивиденды

В 2019 году Группа начислила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в КТО, КМГИ и РД КМГ (дочерние организации Компании) в размере 4 138 млн тенге (на 31 декабря 2018 года: 6 200 млн тенге и на 31 декабря 2017 года: 13 269 млн тенге).

В 2019 году Компания, в соответствии с решением Самрук-Қазына и Национального банка РК начислила и выплатила дивиденды за 2018 год в размере 60,64 тенге за акцию на общую сумму 36 998 млн тенге. В 2018 году Компания начислила и выплатила дивиденды за 2017 год в размере 61,54 тенге за акцию на общую сумму 36 272 млн тенге. В 2017 году Компания начислила и выплатила дивиденды за 2016 год в размере 11,32 тенге за акцию на общую сумму 6 672 млн тенге и дивиденды за 2013 год в размере 66,52 тенге за акцию на общую сумму 39 207 млн тенге.

Выкуп собственных акций дочерней компании – РД КМГ

22 февраля 2019 года РД КМГ завершил программу обратного выкупа привилегированных акций. 14 мая 2019 года привилегированные акции были исключены из КФБ. В соответствии с программой выкупа в 2019 году РД КМГ произвел выкуп всех своих простых и привилегированных акций на общую сумму 2 464 млн тенге (2018 год: 642 524 млн тенге, 2017 год: ноль) в рамках выкупа всех простых акций размещенных в КФБ.

Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Итого активы	14 081 915	14 015 280	13 549 958
Минус: нематериальные активы	171 172	173 077	185 205
Минус: итого обязательства	5 885 259	6 872 211	6 766 353
Чистые активы	8 025 484	6 969 992	6 598 400
Количество простых акций	610 119 493	610 119 493	589 399 889
Балансовая стоимость одной акции	13 154	11 424	11 195

ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию	601 486 325	601 486 325	588 967 626
Основная и разводненная доля в чистой прибыли за период	1 899	1 137	0,891
Основная и разводненная доля в чистой прибыли от продолжающейся деятельности за период	1 899	1 147	0,898

НЕКОНТРОЛЬНАЯ ДОЛЯ УЧАСТИЯМ

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	2019		2018		2017	
		Неконтролирующая доля участия	Текущая стоимость	Неконтролирующая доля участия	Текущая стоимость	Неконтролирующая доля участия	Текущая стоимость
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	10,00 %	44 733	10,00 %	43 382	10,00 %	42 862
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	0,30 %	9 733	0,50 %	9 056	36,99 %	779 932
Rompetrol Downstream S. R. L.	Румыния	45,37 %	51 591	45,37 %	49 330	45,37 %	46 577
Rompetrol Petrochemicals S. R. L.	Румыния	45,37 %	5 518	45,37 %	(3 316)	45,37 %	8 699
Rompetrol Vega	Румыния	45,37 %	(16 289)	45,37 %	(21 181)	45,37 %	(19 743)
Rompetrol Rafinare S. A.	Румыния	45,37 %	(74 441)	45,37 %	(9 855)	45,37 %	706
Прочие			17 410		13 064		10 985
			38 255		80 480		870 018

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2019 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S. R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S. R. L.	Rompetrol Rafinare S. A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	114 262	490 914	893 471	3 800	102 697	27 272
Краткосрочные активы	135 270	104 433	1 235 457	9 024	219 194	9 511
Долгосрочные обязательства	(56 084)	(78 008)	(75 452)	(643)	(93 091)	(24 905)
Краткосрочные обязательства	(79 741)	(74 699)	(167 393)	(19)	(392 868)	(47 778)
Итого капитал	113 707	442 640	1 886 083	12 162	(164 068)	(35 900)
Приходится на: Акционера материнской компании	62 116	397 907	1 876 350	6 644	(89 627)	(19 611)
Неконтрольную долю участия	51 591	44 733	9 733	5 518	(74 441)	(16 289)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	610 232	239 626	1 119 068	—	1 316 167	85 831
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	6 884	56 653	272 863	19 830	(143 227)	10 657
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	6 511	53 448	267 684	19 471	(141 676)	10 792

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S. R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S. R. L.	Rompetrol Rafinare S. A.	Rompetrol Vega
Приходится на: Акционера материн- ской компании	3 557	48 045	232 309	10 637	(77 204)	5 895
Неконтрольную долю участия	2 954	5 403	1 166	8 834	(64 472)	4 897
Дивиденды, объ- явленные в пользу неконтрольных долей участия	—	(3 999)	(16)	—	—	—
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	11 581	94 060	237 576	1	70 429	3 666
Инвестиционная деятельность	3 183	(57 033)	(368 188)	—	(26 015)	(3 541)
Финансовая деятельность	(14 590)	(41 853)	(4 457)	—	(43 941)	(46)
Чистое увеличе- ние/(уменьшение) в составе денеж- ных средств и их эквивалентов	174	(4 630)	(139 237)	1	473	79

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2018 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S. R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S. R. L.	Rompetrol Rafinare S. A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	115 878	474 493	855 098	—	226 762	25 547
Краткосрочные активы	130 109	89 618	1 121 114	14 248	208 058	10 486
Долгосрочные обязательства	(51 580)	(65 939)	(59 533)	(660)	(99 909)	(28 237)
Краткосрочные обязательства	(85 683)	(68 156)	(192 006)	(20 897)	(356 631)	(54 478)
Итого капитал	108 724	430 016	1 724 673	(7 309)	(21 720)	(46 682)
Приходится на: Акционера материн- ской компании	59 394	386 634	1 715 617	(3 993)	(11 865)	(25 501)
Неконтрольную долю участия	49 330	43 382	9 056	(3 316)	(9 855)	(21 181)
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализо- ванной продукции и оказанных услуг	552 546	225 400	1 189 393	74 024	1 198 576	78 746
Прибыль/(убы- ток) за год от про- должающейся деятельности	(10 087)	61 168	299 917	(27 398)	(22 771)	3 208
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	6 067	67 673	334 747	(26 480)	(23 276)	(3 168)

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S.R. L.	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Vega
Приходится на: Акционера материн- ской компании	3 314	60 994	314 578	(14 466)	(12 716)	(1 731)
Неконтрольную долю участия	2 753	6 679	20 169	(12 014)	(10 560)	(1 437)
Дивиденды, объ- явленные в пользу неконтрольных долей участия	—	(6 153)	(48)	—	—	—
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	8 598	97 453	276 070	(1)	42 428	1 653
Инвестиционная деятельность	(4 442)	(44 854)	164 487	—	(15 532)	(1 667)
Финансовая деятельность	(4 304)	(61 540)	(642 760)	(1)	(27 347)	38
Чистое увеличе- ние/(уменьшение) в составе денеж- ных средств и их эквивалентов	(148)	(7 592)	(134 732)	(2)	(451)	24

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2017 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S.R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S.R. L.	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Vega
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	119 373	450 726	771 619	3 418	219 853	21 455
Краткосрочные активы	121 461	99 864	1 562 165	25 181	213 573	9 848
Долгосрочные обязательства	(13 368)	(60 819)	(53 790)	(2 680)	(50 695)	(24 447)
Краткосрочные обязательства	(124 809)	(65 826)	(171 272)	(6 747)	(381 175)	(50 370)
Итого капитал	102 657	423 945	2 108 722	19 172	1 556	(43 514)
Приходится на: Акционера материн- ской компании	56 080	381 083	1 328 790	10 473	850	(23 771)
Неконтрольную долю участия	46 577	42 862	779 932	8 699	706	(19 743)
Обобщенный отчет о сово- купном доходе						
Выручка от реализо- ванной продукции и оказанных услуг	402 786	222 450	954 506	65 576	868 443	56 964
Прибыль/(убы- ток) за год от про- должающейся деятельности	10 745	65 890	195 361	(4 905)	(1 696)	2 060

В миллионах тенге	Rompetrol Downstream S. R. L.	АО «КазТрансОйл»	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Rompetrol Petrochemicals S. R. L.	Rompetrol Rafinare S. A.	Rompetrol Vega
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подходного налога	10 632	66 003	194 983	(5 079)	(2 357)	2 249
Приходится на: Акционера материн- ской компании	5 808	59 403	122 876	(2 775)	(1 288)	1 229
Неконтрольную долю участия	4 824	6 600	72 107	(2 304)	(1 069)	1 020
Дивиденды, объ- явленные в пользу неконтрольных долей участия	—	(5 961)	(7 309)	—	—	—
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	20 967	98 946	234 063	(2)	35 474	1 223
Инвестиционная деятельность	(2 622)	(67 271)	44 736	—	(36 389)	(1 217)
Финансовая деятельность	(17 790)	(59 617)	(18 906)	—	(661)	8
Чистое увеличе- ние/(уменьшение) в составе денеж- ных средств и их эквивалентов	555	(28 424)	259 552	(2)	(1 576)	14

25. ЗАЙМЫ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	3 146 477	3 029 688	3 137 182
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5,48 %	5,42 %	6,30 %
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	691 027	1 123 550	1 164 070
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5,73 %	5,70 %	4,90 %
	3 837 504	4 153 238	4 301 252

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Займы, выраженные в долларах США	3 555 347	3 927 512	4 069 683
Займы, выраженные в тенге	271 776	207 276	220 729
Займы, выраженные в евро	2 881	1 866	—
Займы, выраженные в других валютах	7 500	16 584	10 840
	3 837 504	4 153 238	4 301 252

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Текущая часть	253 428	330 590	884 140
Долгосрочная часть	3 584 076	3 822 648	3 417 112
	3 837 504	4 153 238	4 301 252

В 2019 году Компания прекратила признание займа от партнеров по проекту «Жемчужина» на общую сумму 110 930 млн тенге, включая вознаграждение в размере 3 543 млн тенге, поскольку партнеры проекта «Жемчужина» решили не представлять план развития и согласились добровольно отказаться от контрактной территории под СРП «Жемчужина» (Примечание 13).

В 2018 году Компания прекратила признание займа от ONGC Videsh, партнера по проекту Сатпаев, на общую сумму 53 263 млн тенге, включая вознаграждение в размере 4 620 млн тенге. Прекращение признания займа связано с запланированным выходом из проекта и возвращением контрактной территории Правительству.

По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, выпущенные долговые ценные бумаги и займы составили:

				По состоянию на 31 декабря		
Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2019	2018	2017
AIX 2019	56 млрд тенге	2024	5,00 %	52 843	—	—
Облигации ЛФБ 2018	1,5 млрд долларов США	2048	6,375 %	574 230	576 571	—
Облигации ЛФБ 2018	1,25 млрд долларов США	2030	5,375 %	482 393	484 362	—
Облигации ЛФБ 2018	0,5 млрд долларов США	2025	4,75 %	192 764	193 533	—
Облигации ЛФБ 2017	1,25 млрд долларов США	2047	5,75 %	468 940	477 347	412 644
Облигации ЛФБ 2017	1 млрд долларов США	2027	4,75 %	380 413	384 384	332 128
Облигации ИФБ 2017	750 млн долларов США	2027	4,375 %	289 487	290 607	251 245
Облигации ЛФБ 2017	0,5 млрд долларов США	2022	3,88 %	191 694	193 026	166 819
Облигации ЛФБ 2014	1 млрд долларов США	2044	6,00 %	—	11 211	9 682
Облигации ЛФБ 2014	0,5 млрд долларов США	2025	4,875 %	—	—	40 465
Облигации ЛФБ 2013	1 млрд долларов США	2023	4,40 %	154 442	155 214	133 839
Облигации ЛФБ 2013	2 млрд долларов США	2043	5,75 %	—	—	166 367
Облигации ЛФБ 2010	1,5 млрд долларов США	2020	7,00 %	—	—	454 158
Облигации ЛФБ 2010	1,25 млрд долларов США	2021	6,375 %	—	—	374 885
Облигации КФБ 2009	120 млрд тенге	2019	6M Libor+8,50 %	—	42 721	73 637
Облигации ЛФБ 2008	1,6 млрд долларов США	2018	9,125 %	—	—	530 055
Прочие				4 518	4 440	13 276
Итого				2 791 724	2 813 416	2 959 200
The Export-Import Bank of China (Эксимбанк)	1,13 млрд долларов США	2027	6M Libor + 4,10 %	350 042	398 978	340 200
АО «Банк развития Казахстана» (БРК)	185 млрд тенге	2022–2028	7,00 %-10,20 %	138 313	120 225	115 480
БРК	1,1 млрд долларов США	2023–2025	6M Libor + 4,00 %, 5,00 %, 10,99 %	131 022	292 594	294 632
Синдицированный займ (Unicredit, ING Bank, BCR, Raiffeisen Bank)	360 млн долларов США	2022	1M Libor+2,75 %, 1M Libor+2,5 %, 1M Robor+2,00 %, 1W Libor +2,5 %, ON Libor +2,5 %, ON Euribor+2,5 %	99 554	98 831	82 747

По состоянию на 31 декабря						
Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2019	2018	2017
Синдицированный займ (Citibank, N. A., London Branch, Mizuho Bank, Ltd., MUFG Bank Ltd., Société Générale, ING Bank, and ING Bank N. V.)	200 млн долларов США	2021	3M Libor+1,35 %	76 442	76 625	–
Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	297,5 млн долларов США	2025	2,19 % + CIRR, 6 M Libor+1,10 %	65 254	76 452	62 387
АО «Народный Банк Казахстана» (Народный Банк)	150 млн долларов США	2024	5,00 %	52 771	–	–
Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР)	68 млрд тенге	2023	3M CPI + 50 базисных пунктов + 3,15 %	42 940	54 408	65 373
Народный Банк	100 млн долл. США ¹	2020	5,00 %	38 323	26 939	23 316
ЕБРР	39 млрд тенге	2026	6M CPI + 100 базисных пунктов + 3,15 %	24 573	20 359	15 620
ОАО «Сбербанк России»	50 млн долларов США	2020	COF (2,25 %) + 1,50 %	13 773	–	–
Займ от партнеров проекта «Жемчужина»	Финансирование доли затрат в реализации контракта на недропользование	С момента начала коммерческой добычи	6M Libor + 1,00 %	–	106 246	87 371
Займ от партнеров проекта «Сатпаев»	Финансирование доли затрат в реализации контракта на недропользование	С момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1,50 %	–	–	51 214
BNP Paribas	368 млн долларов США	2020	COF (3,18 %) + 2,00 %	–	25 199	14 118
Клубный заем (Raiffeisen/BCR/ING/Unicredit)	200 млн долларов США	2019	3M Libor + 2,50 %	–	17 684	35 697
ОАО «Сбербанк России»	400 млн долларов США	2024	12M Libor + 3,5 %	–	–	134 039
Прочие	—	—	—	12 773	25 282	19 858
Итого				1 045 780	1 339 822	1 342 052

10 января 2019 года ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – «АНПЗ») разместило на Astana International Exchange (AIX) облигации индексированные к доллару США на общую сумму 56 223 млн тенге (эквивалентно 150 млн долларов США) со ставкой вознаграждения 5 % годовых со сроком на 5 лет. 10 января 2019 года Самрук-Қазына приобрел данные облигации за 56 223 млн тенге. 11 января 2019 года АНПЗ получил долгосрочный кредит от Народного Банка в размере 150 млн долл. США (эквивалентно 56 195 млн тенге), со ставкой 5 % годовых для первого года (со второго года ставка составляет 5,25 % годовых) и со сроком на 5 лет.

Поступления от вышеуказанных займов на общую сумму 300 млн долл. США (эквивалентно 113 016 млн тенге) были направлены на досрочное погашение основного долга по займам АНПЗ от БРК, привлеченным для финансирования стратегического инвестиционного проекта «Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов». В декабре 2019 года АНПЗ получил долгосрочный займ от БРК в размере 32 938 млн тенге с номинальной процентной ставкой 7,99 % со сроком на 7 лет для финансирования модернизации нефтеперерабатывающего завода.

¹ Возобновляемая кредитная линия.

В 2019 году Группа произвела дополнительные выплаты по займам, полученным от БРК на общую сумму 77 182 млн тенге, и осуществила выкуп облигаций, размещенных в пользу БРК (Облигации КФБ 2009 в количестве 16 млн штук) на сумму 43 868 млн тенге, включая вознаграждение.

В 2019 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанка в размере 197 млн долл. США (эквивалентно 74 968 млн тенге), включая вознаграждение.

В 2019 году KMG International N. V. произвел выплаты по краткосрочным займам, использованным для финансирования оборотного капитала, от BNP Paribas и от ряда других банков, а также частично погасил синдицированный заем на общую сумму 65 млн долл. США (эквивалентно 24 821 млн тенге), включая вознаграждение.

В мае 2019 года KMG International N. V. произвел полное досрочное погашение Клубного займа на общую сумму 47 млн долл. США (эквивалентно 17 739 млн тенге), включая вознаграждение.

В апреле 2019 года Компания произвела досрочное погашение еврооблигаций с датой погашения в 2044 году в общей сумме 31 млн долл. США (эквивалентно 11 909 млн тенге на дату выплаты), включая премию, купонное вознаграждение и вознаграждение за согласие.

24 апреля 2018 года Компания завершила процесс размещения выпуска еврооблигаций в рамках текущей программы выпуска среднесрочных глобальных нот объемом 10,5 млрд долл. США, выпущенной Компанией и Kazmunaigaz Finance Sub B. V. (дочерняя компания) общим объемом 3,25 млрд долл. США. Еврооблигации были выпущены в трех сериях, в том числе:

- 500 млн долл. США со ставкой купона 4,750 % и подлежащие погашению в 2025 году (эквивалентно 163 260 млн тенге);
- 1 250 млн долл. США со ставкой купона 5,375 % и подлежащие погашению в 2030 году (эквивалентно 408 150 млн тенге);
- 1 500 млн долл. США со ставкой купона 6,375 % и подлежащие погашению в 2048 году (эквивалентно 489 780 млн тенге).

4 и 11 мая 2018 года Компания произвела досрочный выкуп еврооблигаций в общей сумме 3 463 млн долл. США (эквивалентно 1 143 982 млн тенге на дату выплаты), включая вознаграждение. 2 июля 2018 года Компания осуществила полный выкуп облигаций, выпущенных на ЛФБ в 2008 году на общую сумму 1 673 млн долл. США (эквивалентно 570 627 млн тенге на дату платежа), включая вознаграждение.

17 мая 2018 года в рамках кредитного соглашения КТГ получил заем от Синдиката банков в сумме 65 832 млн тенге (эквивалентно 200 млн долларов США) в целях финансирования проекта «Строительство трех компрессорных станций на магистральной линии «Бейнеу-Бозой-Шымкент» со ставкой 3M Libor + 1,35 %.

В 2018 году АНПЗ получил заем от АО «Народный банк» на сумму 44 883 млн тенге и полностью погасил заем на сумму 43 665 млн тенге, включая начисленные вознаграждения. Также, в 2018 году АНПЗ осуществил частичное погашение займа от Эксимбанк в сумме 42 448 млн тенге.

В 2018 году ИЦА, дочерняя компания КТГ, получила краткосрочный заем от Citibank N. A. Jersey Branch в сумме 27 173 млн тенге (эквивалентно 85 млн долларов США) со ставкой 1M Libor + 2,00 % годовых для целей реструктуризации выпущенных облигаций. В 2018 году ИЦА полностью погасил основной долг по данному займу в сумме 27 804 млн тенге (эквивалентно 85 млн долларов США). В 2019 году ИЦА частично погасил заем от ЕБРР на сумму 17 365 млн тенге.

В 2018 году Компания полностью погасила заем от ОАО «Сбербанк» на общую сумму 420 млн долл. США (эквивалентно 152 989 млн тенге на дату выплаты), включая вознаграждение.

В 2018 году KMG I осуществил частичное погашение Синдицированного займа на сумму 20 017 млн тенге, включая начисленное вознаграждение.

В 2018 году Группа получила займы от БРК в общей сумме 15 933 млн тенге и осуществила погашение займов на общую сумму 80 419 млн тенге, включая вознаграждение. Кроме того, Группа осуществила частичное погашение облигаций, выпущенных БРК, в сумме 41 793 млн тенге, включая вознаграждение.

Изменения в обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Сальдо на 1 января	4 153 238	4 301 252	3 274 415
Получено денежными средствами	271 772	1 248 834	1 506 706

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Погашение задолженности по аккредитиву	—	33 216	135 393
Вознаграждение уплаченное	(238 354)	(248 341)	(216 528)
Выплата основного долга	(444 656)	(2 069 977)	(680 202)
Начисленное вознаграждение (Примечание 14)	225 093	250 055	217 246
Капитализированное вознаграждение (Примечание 15)	2 525	21 715	26 532
Дисконт	(7 781)	(6 528)	(15 552)
Списание обязательств по займу (Примечание 14)	(111 476)	(53 263)	—
Вознаграждение за досрочное погашение облигаций (Примечание 14)	—	89 612	—
Пересчет валюты отчетности	(10 953)	385 144	70 415
Курсовая разница	(7 366)	189 251	(13 492)
Прочее	5 462	12 268	(3 681)
Сальдо на 31 декабря	3 837 504	4 153 238	4 301 252
Текущая часть	253 428	330 590	884 140
Долгосрочная часть	3 584 076	3 822 648	3 417 112

КОВЕНАНТЫ

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям кредитных соглашений. Неисполнение финансовых показателей дает кредиторам право требования досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 года Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

В 2018 и 2017 году согласно документации по выпуску международных облигаций Группа имела ограничение в части принятия долговых обязательств. Так прирост долга ограничен необходимостью соблюдения финансового коэффициента, который определяется как соотношение консолидированной чистой задолженности к совокупной сумме консолидированной прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA) с пороговым значением равным 3,5. По состоянию 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов Группа соблюдает данное ограничительное условие. В 2019 году Компания получила согласие держателей Еврооблигаций, в результате которого пакет ковенантов был пересмотрен. Так, ограничение исключено из условий публичного долга КМГ.

ХЕДЖИРОВАНИЕ ЧИСТЫХ ИНВЕСТИЦИЙ В ДОЧЕРНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ С ИНОСТРАННОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ВАЛЮТОЙ

На 31 декабря 2019 года некоторые займы, выраженные в долларах США были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в дочерние организации с иностранной функциональной валютой. Эти займы используются для хеджирования подверженности Группы валютному риску доллара США по этим инвестициям. В 2019 году доход по курсовой разнице от пересчета данных займов в сумме 10 332 млн тенге (2018 год: убытки в сумме 364 168 млн тенге, 2017 год: доходы в сумме 67 151 млн тенге) были реклассифицированы в состав прочего совокупного дохода и были зачтены против дохода или убытка от пересчета зарубежных подразделений.

Между объектом хеджирования и инструментом хеджирования существует экономическая взаимосвязь, поскольку чистая инвестиция создает валютный риск, связанный с пересчетом активов и обязательств дочерних организаций в другую валюту, который совпадает с валютным риском по кредиту в долларах США. Группа установила коэффициент хеджирования 1:1, поскольку базовый риск инструмента хеджирования идентичен компоненту хеджируемого риска. Неэффективность хеджирования возникнет, когда сумма инвестиций в зарубежную дочернюю компанию станет меньше, чем сумма заимствований с фиксированной ставкой.

26. РЕЗЕРВЫ

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2016 года	91 544	47 402	48 047	24 361	32 378	34 253	277 985
Пересчет валюты отчетности	10	(52)	15	—	3 807	(1)	3 779
Изменение в оценке	(1 248)	(458)	—	(70)	—	62	(1 714)
Увеличение на сумму дисконта	8 333	1 609	—	—	3 040	68	13 050
Резерв за год	3 488	10 902	7 305	—	4 214	12 946	38 855
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	—	(33)	—	—	—	(58)	(91)
Восстановление	(678)	—	(16 528)	—	—	(5 457)	(22 663)
Использование резерва	(903)	(1 164)	(11 162)	—	(3 091)	(10 294)	(26 614)
Резерв на 31 декабря 2017 года	100 546	58 206	27 677	24 291	40 348	31 519	282 587
Пересчет валюты отчетности	1 930	5 491	10	1	41	2 097	9 570
Изменение в оценке	4 657	344	—	3 791	—	(85)	8 707
Увеличение на сумму дисконта	9 232	2 291	—	—	3 204	133	14 860
Резерв за год	654	—	18 445	—	7 374	45 173	71 646
Восстановление	(133)	(43)	(24 903)	—	—	(6 410)	(31 489)
Использование резерва	(650)	(3 319)	(895)	—	(3 488)	(19 219)	(27 571)
Переводы и реклассификации	—	8	—	—	—	(50)	(42)
Резерв на 31 декабря 2018 года	116 236	62 978	20 334	28 083	47 479	53 158	328 268
Пересчет валюты отчетности	(83)	(167)	(13)	(118)	—	69	(312)
Изменение в оценке	25 990	(7)	—	—	—	50	26 033
Увеличение на сумму дисконта	10 005	3 670	—	—	3 559	144	17 378
Резерв за год	4 618	2 888	4 393	—	11 568	40 473	63 940
Восстановление	(208)	(4 490)	(5 865)	—	—	(18 116)	(28 679)
Использование резерва	(2 164)	(4 526)	(1 147)	—	(3 547)	(16 677)	(28 061)
Переводы и реклассификации	—	—	482	—	—	(1 922)	(1 440)
Резерв на 31 декабря 2019 года	154 394	60 346	18 184	27 965	59 059	57 179	377 127

Резерв по транспортировке газа относится к обязательствам Группы по возмещению убытков PetroChina. В соответствии с соглашением о займе газа у Группы существуют обязательства перед PetroChina по возмещению расходов и убытков, понесенных PetroChina в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата. Подробное описание существенных резервов, включая существенные оценки и использованные суждения, включено в Примечание 4.

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В миллионах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательство по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2019 года							
Текущая часть	805	7 728	18 184	27 965	6 425	42 431	103 538
Долгосрочная часть	153 589	52 618	—	—	52 634	14 748	273 589
Резерв на 31 декабря 2019 года	154 394	60 346	18 184	27 965	59 059	57 179	377 127
На 31 декабря 2018 года							
Текущая часть	1 994	6 103	20 334	28 083	2 830	39 127	98 471
Долгосрочная часть	114 242	56 875	—	—	44 649	14 031	229 797
Резерв на 31 декабря 2018 года	116 236	62 978	20 334	28 083	47 479	53 158	328 268
На 31 декабря 2017 года							
Текущая часть	1 543	5 922	27 677	24 291	2 689	16 690	78 812
Долгосрочная часть	99 003	52 284	—	—	37 659	14 829	203 775
Резерв на 31 декабря 2017 года	100 546	58 206	27 677	24 291	40 348	31 519	282 587

27. ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2016 году Группа заключила долгосрочное соглашение о поставках нефти и сжиженного нефтяного газа («СУГ»), предусматривающее предоплату. Эти предоплаты за нефть представляют собой обязательства по договору и были учтены в соответствии с МСФО 15. Соглашение предусматривало расчет цен со ссылкой на рыночные котировки, а предоплаты были рассчитаны путем физических поставок нефти и сжиженного нефтяного газа. Общий минимальный объем поставки составляет приблизительно 38,4 млн тонн сырой нефти и 1,25 млн тонн сжиженного нефтяного газа в период с даты контракта до июня и августа 2021 года.

Группа начислила проценты на 19 541 млн тенге (2018 год – 35 868 млн тенге, 2017 год – 26 473 млн тенге) с процентной ставкой Libor + 1,85 % (Примечание 14).

Группа полностью рассчиталась по предоплате путем доставки нефти 29 ноября 2019 года. В 2016 году Группа заключила долгосрочное соглашение о поставках нефти и сжиженного нефтяного газа («СУГ»), предусматривающее предоплату. Эти предоплаты за нефть представляют собой обязательства по договору и были учтены в соответствии с МСФО 15. Соглашение предусматривало расчет цен со ссылкой на рыночные котировки, а предоплаты были рассчитаны путем физических поставок нефти и сжиженного нефтяного газа. Общий минимальный объем поставки составляет приблизительно 38,4 млн тонн сырой нефти и 1,25 млн тонн сжиженного нефтяного газа в период с даты контракта до июня и августа 2021 года.

Группа начислила проценты на 19 541 млн тенге (2018 год – 35 868 млн тенге, 2017 год – 26 473 млн тенге) с процентной ставкой Libor + 1,85 % (Примечание 14).

Группа полностью рассчиталась по предоплате путем доставки нефти 29 ноября 2019 года.

28. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В миллионах тенге	2019	2018* (реклассифицировано)	2017* (реклассифицировано)
Контрактные обязательства	184 362	106 385	87 917
Задолженность перед сотрудниками	51 613	51 362	60 546
Финансовые гарантии	5 866	1 831	1 171
Задолженность по дивидендам	354	1 750	1 852
Прочие	60 821	74 835	50 454
Итого прочих текущих обязательств	303 016	236 163	201 940
Торговая кредиторская задолженность	667 861	632 739	513 851

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
В тенге	328 538	260 094	218 849
В долларах США	280 742	301 784	240 165
В румынских леях	42 740	45 125	42 582
В евро	3 196	7 188	2 789
В иной валюте	12 645	18 548	9 466
Итого	667 861	632 739	513 851

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

29. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Рентный налог на экспорт сырой нефти	29 586	33 184	27 365
Налог на добычу полезных ископаемых	19 037	28 039	26 161
НДС	19 376	19 117	19 448
Индивидуальный Подоходный налог	6 135	6 603	6 581
Социальный налог	4 639	4 197	5 620
Акцизы	2 163	2 885	2 888
Налог у источника выплаты за нерезидента	1 873	2 868	4 545
Прочие	3 857	8 133	8 590
	86 666	105 026	101 198

30. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2019 года в сумме 54 517 млн тенге (в 2018 году: 53 143 млн тенге, в 2017 году: 36 135 млн тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2019 года в сумме 13 011 млн тенге (в 2018 году: 13 272 млн тенге, в 2017 году: 10 081 млн тенге) представляет собой в основном налог на сверхприбыль и корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Текущий подоходный налог:			
Корпоративный подоходный налог	146 658	160 011	112 227
Налог на сверхприбыль	11 291	(1 128)	5 137
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	12 893	25 517	21 967
Отсроченный подоходный налог:			
Корпоративный подоходный налог	(1 999)	10 093	22 394
Налог на сверхприбыль	(4 904)	(7 850)	(1 275)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов	62 241	92 617	29 835
Расходы по подоходному налогу	226 180	279 260	190 285

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстана-ских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течение 2007–2019 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20 % совместное предприятие Группы, казахстанский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не смогла убедить ТОО «Тенгизшевройл» и налоговые органы в том, что налог не должен удерживаться. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20 % в 2017–2019 годах), к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	1 384 631	969 318	719 399
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	6	3 493	(3 405)
Ставка подоходного налога	20 %	20 %	20 %
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	276 927	194 562	143 199
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий	(103 138)	(73 593)	(39 493)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	36 913	61 618	41 106
Налог на сверхприбыль	6 387	(8 978)	3 861
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	13 047	13 149	3 234
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	(3 956)	92 542	38 640
	226 180	279 300	190 547
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к продолжающейся деятельности	226 180	279 260	190 285
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности	—	40	262
	226 180	279 300	190 547

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на отчетные даты, к временным разницам между основной для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности. на 31 декабря включают следующее:

В миллионах тенге	2019			
	Корпоративный подо- ходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого
Активы по отсроченному налогу				
Основные средства	34 880	—	—	34 880
Перенесенные налоговые убытки	556 446	—	—	556 446
Начисленные обязательства в отношении работников	5 182	82	—	5 264
Обесценение финансовых активов	11	—	—	11
Обязательство за загрязнение окружающей среды	4 572	256	—	4 828
Прочие	51 985	3 893	—	55 878
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(532 114)	—	—	(532 114)
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(50 721)	(758)	—	(51 479)
Активы по отсроченному налогу	70 241	3 473	—	73 714
Обязательства по отсроченному налогу				
Основные средства	191 989	7 608	—	199 597
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	—	—	356 581	356 581
Прочее	4 763	—	—	4 763
Минус: активы по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(50 721)	(758)	—	(51 479)
Обязательства по отсроченному налогу	146 031	6 850	356 581	509 462
Чистые обязательства по отсроченному налогу	75 790	3 377	356 581	435 748

Изменения в обязательствах/(активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В миллионах тенге	2019			
	Корпоративный подо- ходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого
Сальдо отложенного обязательства на 1 января, нетто	77 856	8 281	295 580	381 717
Пересчет валюты отчетности	1 112	—	(1 240)	(128)
Отражено в составе прибыли или убытка	(1 999)	(4 904)	62 241	55 338
Отражено в составе прочего совокупного дохода	(1 179)	—	—	(1 179)
Сальдо отложенного обязательства на 31 декабря	75 790	3 377	356 581	435 748

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2019 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 532 114 млн тенге (в 2018 году: 536 070 млн тенге, в 2017 году: 443 528 млн тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 года истекают в течение десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

2018				2017			
Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источ- ника	Итого
36 803	(1 916)	—	34 887	53 100	(2 214)	—	50 886
574 356	—	—	574 356	462 368	—	—	462 368
6 732	—	—	6 732	7 017	233	—	7 250
8	—	—	8	4	—	—	4
4 445	—	—	4 445	4 249	217	—	4 466
51 583	—	—	51 583	40 470	1 345	—	41 815
(536 070)	—	—	(536 070)	(443 528)	—	—	(443 528)
(38 060)	—	—	(38 060)	(24 580)	—	—	(24 580)
99 797	(1 916)	—	97 881	99 100	(419)	—	98 681
208 108	6 365	—	214 473	153 438	15 712	—	169 150
—	—	295 580	295 580	—	—	202 963	202 963
7 605	—	—	7 605	33 205	—	—	33 205
(38 060)	—	—	(38 060)	(24 580)	—	—	(24 580)
177 653	6 365	295 580	479 598	162 063	15 712	202 963	380 738
77 856	8 281	295 580	381 717	62 963	16 131	202 963	282 057

2018				2017			
Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источника	Итого	Корпоративный подходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог у источ- ника	Итого
62 963	16 131	202 963	282 057	40 547	17 407	173 127	231 081
4 714	—	—	4 714	(120)	(1)	1	(120)
10 093	(7 850)	92 617	94 860	22 394	(1 275)	29 835	50 954
86	—	—	86	142	—	—	142
77 856	8 281	295 580	381 717	62 963	16 131	202 963	282 057

31. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

УСЛОВИЯ СДЕЛОК СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон. непогашенные остатки на конец года в основном необеспеченные и беспроцентные, а расчеты производятся наличными, за исключением данных, указанных ниже. Группа признает резервы на ожидаемые кредитные убытки по задолженности от связанных сторон.

ОСТАТКИ ПО РАСЧЕТАМ

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов:

В миллионах тенге		Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Қазына	2019	327 597	6 168	—	52 843
	2018	268 396	3 656	52	—
	2017	289 084	1 703	54	—
Ассоциированные компании	2019	56 331	3 814	—	—
	2018	116 670	2 089	—	—
	2017	154 954	3 748	—	—
Прочие контролируемые государством стороны	2019	6 381	712	192 548	269 335
	2018	157	8 813	—	455 540
	2017	—	8 753	2 676	489 949
Совместные предприятия	2019	519 351	217 027	—	—
	2018	508 260	174 042	—	—
	2017	556 564	194 182	—	—

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

Компании, входящие в Самрук-Қазына

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность организаций Самрук-Қазына в основном представлена финансовой помощью, предоставленной Самрук-Қазына, на сумму 307 568 млн тенге и облигациями на 16 241 млн тенге (2018 год: 244 878 млн тенге и 15 315 млн тенге, 2017 год: 259 835 млн тенге и 18 342 млн тенге) (Примечание 24).

Ассоциированные компании

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность ассоциированных компаний в основном была представлена займом КТК от «Казахстан Пайплайн Венчурс» (KPV) в размере 8 691 млн тенге (2018 год: 20 682 млн тенге, 2017 год: 27 402 млн тенге) и «Казахстанским Векселем» на сумму 38 670 млн тенге (2018 год: 89 018 млн тенге, 2017 год: 121 510 млн тенге). «Казахстанский Вексель» – это субординированный долг, выданный КТК Правительству в обмен на казахстанские трубопроводные активы, переданные в КТК 16 мая 1997 года. В 2015 году Правительство внесло в уставный капитал Компании данное право требований выплат по «Казахстанскому Векселю».

Совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2019 года средства, предоставленные совместными предприятиями, в основном были представлены займом, предоставленным газопроводам Бейнеу-Шымкент, в размере 202 669 млн тенге (2018 год: 226 319 млн тенге, 2017 год: 207 557 млн тенге), ПКОП – 110 172 млн тенге (2018 год: 133 531 млн тенге, 2017 год: 133 676 млн тенге), UGL – 48 752 млн тенге (2018 год: 37 669 млн тенге, 2017 год: 28 049 млн тенге) и авансы, уплаченные ТШО, на сумму 92 435 млн тенге (2018 год: 56 753 млн тенге, 2017 год: 52 539 млн тенге) по договору купли-продажи сырой нефти и сжиженного газа (Примечание 27).

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ СВЯЗАННЫМ СТОРОНАМ

Совместные предприятия

По состоянию на 31 декабря 2019 года задолженность связанным сторонам в основном была представлена кредиторской задолженностью Трубопроводам Бейнеу-Шымкент на сумму 95 908 млн тенге (2018 год: 39 429 млн тенге, 2017 год: 55 131 млн тенге) и ТОО «Азиатский газопровод» за транспортировку газа на 39 323 млн тенге. (2018 год: 23 596 млн тенге, 2017 год: 27 143 млн тенге) и кредиторской задолженностью за закупки газа у «КазРосГаз» на сумму 30 477 млн тенге (2018 год: 50 845 млн тенге, 2017 год: 25 395 млн тенге).

ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ДЕПОЗИТЫ, РАЗМЕЩЕННЫЕ У СВЯЗАННЫХ СТОРОН

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2019 года денежные средства и депозиты, размещенные у связанных сторон, в основном связаны с тем, что Компания разместила депозит на 500 млн долл. США (эквивалент 192 547 млн тенге) по рыночной ставке.

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО ЗАЙМАМ СВЯЗАННЫМ СТОРОНАМ

Другие стороны, контролируемые государством

По состоянию на 31 декабря 2019 года займы, подлежащие выплате связанным сторонам представлены займами, полученными от БРК в пользу АНПЗ, ПНХЗ и КТГ, на общую сумму 269 335 млн тенге (займы и облигации, подлежащие выплате в БРК в 2018 году: 455 540 млн тенге, в 2017 году: 483 749 млн тенге) (Примечание 25).

ВЫПЛАТЫ ПО ЗАЙМАМ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫМ СВЯЗАННЫМ СТОРОНАМ

В 2019 году Группа получила выплаты от погашения основного долга и процентов по займу, выданному ПКОП, на сумму 29 949 млн тенге (2018 год: 28 110 млн тенге, в 2017 году: 7 392 млн тенге), займу выданному КТК на сумму 12 656 млн тенге (2018 год: 11 609 млн тенге, 2017 год: 9 077 млн тенге), займу выданному Трубопроводам Бейнеу-Шымкент на сумму 31 998 млн тенге (2018 год: 12 775 млн тенге, 2017 год: ноль) и выплаты от погашения процентов по «Казахстанскому Векселю» на сумму 47 663 млн тенге (2018 год: 44 822 млн тенге, 2017 год: 35 143 млн тенге).

ОБОРОТЫ ПО ОПЕРАЦИЯМ

В следующей таблице приводятся общие суммы по транзакциям, которые были заключены со связанными сторонами в течение 2019, 2018 и 2017 годов:

В миллионах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Қазына	2019	42 250	20 030	24 054	2 841
	2018	63 951	25 372	23 370	—
	2017	66 161	29 897	28 365	—
Ассоциированные компании	2019	19 565	40 930	8 892	—
	2018	23 150	22 529	9 800	—
	2017	9 598	38 648	10 414	—
Прочие контролируемые государ- ством стороны	2019	7 149	3 540	1 300	20 728
	2018	157	48 882	—	29 748
	2017	—	2 942	—	25 694
Совместные предприятия	2019	307 075	1 511 600	43 324	11 183
	2018	321 806	1 487 044	27 264	3 258
	2017	318 155	1 000 164	25 869	10 769

ПРОДАЖИ СВЯЗАННЫМ СТОРОНАМ

Совместные предприятия

В 2019 году продажи совместным предприятиям были представлены в основном транспортно-грузовым обслуживанием, предоставленным ТШО на 64 246 млн тенге (2018 год – 43 896 млн тенге, 2017 год – 44 225 млн тенге), транспортировкой и обслуживанием нефти, предоставленной МангистауМунайГазу на 59 235 млн тенге (2018 год – 56 927 млн тенге, 2017 год – 55 615 млн тенге) на 79 281 млн тенге (2018 год – 70 255 млн тенге, 2017 год – 66 949 млн тенге) соответственно.

ПОКУПКИ У СВЯЗАННЫХ СТОРОН

Совместные предприятия

В 2019 году покупки у совместных предприятий в основном были связаны с покупками сырой нефти и сжиженного нефтяного газа у ТШО для исполнения контракта с заказчиком на поставку нефти (Примечание 27) на 1 131 890 млн тенге (2018 год: 1 132 908 млн тенге, 2017 год: 819 258 млн тенге).

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения (Совет директоров и Правления компаний Группы), включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 11 399 млн тенге, 8 999 млн тенге и 9 022 млн тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премий, основанных на операционных результатах.

32. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, финансовые гарантии, денежные средства и банковские вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Анализ чувствительности в следующих разделах приведен по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. В Группе существует политика управления валютным риском в долларах США, связанная с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США и/или нефинансовых активов и финансовых обязательств. В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в денежных потоках денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их незначительности для консолидированных результатов деятельности Группы.

В миллионах тенге	Увеличение/(уменьшение) в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налогообложения
2019	+12 %	(291 448)
	-9 %	218 586
2018	+14 %	(260 693)
	-10 %	186 209
2017	+10 %	(96 953)
	-10 %	96 953

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой. Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В миллионах тенге	Увеличение/уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налогообложения
2019 год	+0,35	(2 419)
ЛИБОР	-0,35	2 419
2018 год	+0,50	(5 618)
ЛИБОР	-0,15	1 685
2017 год		
ЛИБОР	+0,70	(6 776)
	-0,08	763

КРЕДИТНЫЙ РИСК

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является текущей стоимостью, как это раскрыто в Примечании 14. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, банковские вклады, торговую дебиторскую задолженность, займы и векселя к получению, и прочие финансовые активы, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен текущей стоимости данных инструментов.

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 23 и 18) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard & Poor's».

В миллионах тенге		Рейтинг ¹					
Банки	Местоположение	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	BB (стабильный)	BB (стабильный)	566 642	666 844	622 931
Rabobank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (позитивный)	A+ (позитивный)	210 252	70 462	81 923
Национальный Банк РК	Казахстан	BBB- (стабильный)	—	—	192 548	—	—
Credit Agricole Corporate	Великобритания	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	A+ (позитивный)	86 993	123 199	—
Mizuho Bank Ltd	Великобритания	A (позитивный)	A (стабильный)	A (стабильный)	61 014	149 381	373 030
Deutsche Bank	Нидерланды	BBB+ (стабильный)	BBB+ (стабильный)	A- (негативный)	55 880	124 145	88 991
Citibank	Казахстан	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	44 080	7 031	2 032
MUFG Bank (Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ)	Великобритания	A (позитивный)	A (позитивный)	A (стабильный)	33 998	218 600	464 530
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	10 331	23 690	170 385
HSBC	Великобритания	AA- (негативный)	AA- (стабильный)	AA- (стабильный)	2 991	2 450	113 090
Societe Generale	Швейцария	A (позитивный)	A (позитивный)	A (стабильный)	52	189	164 779
Societe Generale	Великобритания	—	A (позитивный)	A (стабильный)	—	149 326	314 734

¹. Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года.

В миллионах тенге			Рейтинг ¹				
Банки	Местоположение	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Citibank	Объединенные Арабские Эмираты	—	A+ (стабильный)	A+ (стабильный)	—	149 293	50 034
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Великобритания	—	A (позитивный)	A (позитивный)	—	149 290	—
BNP Paribas	Великобритания	—	A (позитивный)	BB+ (стабильный)	—	22	162 829
Казкоммерцбанк	Казахстан	—	—	B+ (негативный)	—	2	78 657
Прочие банки					190 560	134.167	256 284
					1 455 341	1 968 091	2 944 229

Постоянная поддержка со стороны государственных органов Республики Казахстан является ключевым допущением в выводах руководства о том, что не требуется создание резервов под ожидаемые кредитные убытки и основывается на анализе руководством всей имеющейся информации на дату утверждения консолидированной финансовой отчетности.

РИСК ЛИКВИДНОСТИ

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В миллионах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
На 31 декабря 2019 года						
Займы*	68 135	15 905	325 822	1 750 799	4 358 675	6 519 336
Торговая кредиторская задолженность	255 550	368 492	43 819	—	—	667 861
Финансовые гарантии**	—	22 082	65 337	318 978	626	407 023
Задолженность по аренде	4 922	204	5 795	26 026	10 419	47 366
Прочие финансовые обязательства	13 249	8 391	8 570	8 207	1 901	40 318
	341 856	415 074	449 343	2 104 010	4 371 621	7 681 904
На 31 декабря 2018 года						
Займы*	121 164	49 988	335 828	1 837 612	4 624 005	6 968 597
Торговая кредиторская задолженность	269 538	352 008	11 193	—	—	632 739
Финансовые гарантии**	—	4 205	11 655	168 548	183 076	367 484
Задолженность по аренде	1 157	194	1 530	6 866	35	9 782
Прочие финансовые обязательства	11 012	14 530	17 772	—	—	43 314
	402 871	420 925	377 978	2 013 026	4 807 116	8 021 916

В миллионах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет*	Итого
На 31 декабря 2017 года						
Займы ¹	78 839	51 491	942 639	2 218 917	2 649 616	5 941 502
Торговая кредиторская задолженность	249 845	177 151	86 855	—	—	513 851
Финансовые гарантии ²	—	4 488	13 465	105 156	190 656	313 765
Задолженность по аренде	176	101	1 641	5 597	142	7 657
Прочие финансовые обязательства	5 260	20 201	4 183	—	—	29 644
	334 120	253 432	1 048 783	2 329 670	2 840 414	6 806 419

УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛОМ

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является максимизация акционерной стоимости. Группа управляет своим капиталом, для того чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала.

Компания стремится составить структуру капитала для осуществления плана капитальных инвестиций и поддерживать кредитный рейтинг инвестиционного уровня в течение всего цикла. Поддержание финансовой гибкости является стратегически важным чтобы противостоять цикличности индустрии и для осуществления органических и неорганических инвестиционных решений. Компания имеет расширенный внутренний процесс согласования капитальных затрат, новых проектов и получения займов.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы (Примечание 25), минус денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные банковские депозиты и капитал, включающий выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль (Примечание 24).

Руководство Группы регулярно осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. Для достижения данной цели управление капиталом, среди прочего, должно обеспечивать выполнение всех договорных условий по процентным кредитам и займам, которые определяют требования в отношении структуры капитала. В текущем году по состоянию на 31 декабря 2017, 2018 и 2019 договорные условия по процентным кредитам и займам не нарушались (Примечание 25).

Балансовая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости Группы по состоянию на 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов приблизительно равна их справедливой стоимости. за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

В миллионах тенге	2019				
	Текущая стоимость		Справедливая стоимость		Справедливая стоимость по уровням оценки
			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Облигации к получению от Самрук-Қазына	16 241	18 835	—	18 835	—
Займы, выданные связанным сторонам по амортизированной стоимости, и аренда к получению от совместных предприятий	510 002	506 868	—	304 422	202 446
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	3 146 477	3 576 082	3 172 400	403 682	—
Займы с плавающей ставкой вознаграждения стороне	691 027	714 271	—	714 271	—

В тысячах тенге	2019	2018	2017
Займы	3 837 504	4 153 238	4 301 252
Минус: денежные средства и их эквиваленты и краткосрочные банковские депозиты	1 423 956	1 925 912	2 902 928
Чистая задолженность	2 413 548	2 227 326	1 398 324
Капитал	8 196 656	7 143 069	6 783 605
Капитал и чистая задолженность	10 610 204	9 370 395	8 181 929

Стратегия, цели, политика и процедуры управления капиталом в течение периодов, закончившихся 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов, не изменялись.

СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ И ИНВЕСТИЦИОННОЙ НЕДВИЖИМОСТИ

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Қазына и прочие долговые инструменты были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам. Все финансовые инструменты, в отношении которых справедливая стоимость признается или раскрывается, классифицируются в иерархии справедливой стоимости на основе данных самого низкого уровня, которые являются значимыми для оценки справедливой стоимости в целом, следующим образом:

Уровень 1 – котируемые (нескорректированные) рыночные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств;

Уровень 2 – методы оценки, для которых прямо или косвенно наблюдаются исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости;

Уровень 3 – методы оценки, для которых исходные данные самого низкого уровня, значимые для оценки справедливой стоимости, не наблюдаются.

В течение отчетного периода не было никаких переводов между Уровнем 1 и Уровнем 2, а также не осуществлялось перемещений в Уровень 3 или из него по оценке справедливой стоимости.

Для активов и обязательств, которые признаются по справедливой стоимости на постоянной основе, Группа определяет, произошли ли переводы между уровнями в иерархии, путем переоценки по категориям (на основе входных данных самого низкого уровня, которые важны для оценки справедливой стоимости в целом) в конце каждого отчетного периода. В течение года не было никаких изменений в процессах оценки Группы, методах оценки и типах исходных данных, используемых при оценке справедливой стоимости.

2018					2017				
Текущая стоимость		Справедливая стоимость			Текущая стоимость		Справедливая стоимость		
		Справедливая стоимость по уровням оценки					Справедливая стоимость по уровням оценки		
		Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3			Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
15 315	20 444	—	20 444	—	18 342	21 807	—	21 807	—
491 955	484 657	—	245 278	239 379	785 593	791 667	—	264 078	527 589
3 029 688	2 972 627	2 726 332	246 295	—	3 137 182	3 230 352	2 996 478	233 874	—
1 123 550	1 153 454	—	1 153 454	—	1 164 070	1 186 192	—	1 186 192	—

33. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения		
			2019	2018	2017
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Разведка и добыча	Казахстан	99,70 %	99,50 %	63,01 %
ТОО «КазМунайТениз» («КМТ»)	Разведка и добыча	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
ТОО «КМГ Карачаганак»	Разведка и добыча	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
АО «КазТрансОйл»	Транспортировка нефти	Казахстан	90,00 %	90,00 %	90,00 %
ТОО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти и строительство	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
АО «КазТрансГаз» («КТГ»)	Транспортировка газа	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Cooperative KazMunayGas PKI U. A.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	100,00 %	100,00 %	100,00 %
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»	Переработка	Казахстан	99,53 %	99,53 %	99,53 %
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»	Переработка	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
KMG International N. V.	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	100,00 %	100,00 %	100,00 %
ТОО «КазМунайГаз Онимдери»	Реализация нефтепродуктов	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (КМГС)	Сервисные проекты	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %
ТОО «KMG Drilling&Services»	Услуги по бурению	Казахстан	100,00 %	100,00 %	100,00 %

34. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

ОПЕРАЦИОННАЯ СРЕДА

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики. Риск изменения цен на товары

Большая часть доходов Группы генерируется от продажи товаров, в основном сырой нефти и нефтепродуктов. Исторические, цены на данные продукты были непостоянными и значительно менялись в ответ на изменения в предложении и спрос, рыночную неопределенность, деятельность мировой и региональной экономики и цикличности в индустриях.

Цены также подвержены влиянию действий правительства, включая наложение тарифов и импортных пошлин, биржевой спекуляции, увеличению в возможности или избыточного снабжения продуктов Группы на основные рынки. Эти внешние факторы и изменения на рынках осложняют оценку будущих цен.

Существенное или затянувшееся снижение в ценах на товары могут значительно или отрицательно повлиять на деятельность Группы, финансовые результаты и денежные потоки от операций. Группа не хеджирует значительно свою подверженность риску изменения цен на товары.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая подходов к признанию по МСФО доходов, расходов и прочих статей в финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов весьма сурова. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2019 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2019 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

КОНТРОЛЬ ПО ТРАНСФЕРТНОМУ ЦЕНООБРАЗОВАНИЮ

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям, были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытанутой руки.

Закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют небольшой опыт применения. Более того, Закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки.

В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2019 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2018 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» (ЭМБАМУНАЙГАЗ)

С 2018 года на дочернем предприятии Группы, Эмбаунайгаз, проводились три экологических проверок за период с ноября 2017 года по декабрь 2018 года. В течении 2018 года Эмбаунайгаз начислил 34 213 млн тенге и выплатил 8 143 млн тенге. В результате, резерв по состоянию на 31 декабря 2018 года составил 26 070 млн тенге в консолидированной финансовой отчетности за 2018 год.

В течение 2019 года с целью избежание штрафов за несвоевременную уплату Эмбаунайгаз выплатил 6 472 млн тенге. Также, в 2019 году суд постановил уменьшить общую сумму уплаченного штрафа, соответственно, Эмбаунайгаз отвернул 25 433 млн тенге, чистыми, и подал на возврат ранее уплаченных провизий в размере 10 420 млн тенге, признанных как предоплата по прочим налогам. В результате, резерв по состоянию на 31 декабря 2019 года составил 4 585 млн тенге в консолидированной финансовой отчетности за 2019 год.

СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

ООО «KMG DRILLING & SERVICES» (KMG D&S) С КОНСОРЦИУМОМ КОМПАНИЙ ООО «ЕРСАЙ КАСПИАН КОНТРАКТОР» И ООО «CASPIAN OFFSHORE AND MARINE CONSTRUCTION LLP»

KMG D&S, дочерняя организация Группы, вовлечена в арбитражное разбирательство с Консорциумом компаний ООО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ООО «Caspian Offshore and Marine Construction LLP» (далее – «Консорциум» или «Истец») по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) от 5 июля 2012 года с суммой иска в 192 млн долл. США (эквивалентно 73 501 млн тенге). Данное арбитражное разбирательство находится на рассмотрении Лондонского международного арбитражного суда (LCIA).

Материальные требования Истца состояли: из компенсации, связанной с увеличением стоимости Договора (недостатки проектной документации и изменения конструктивного решения) на сумму 140 118 тыс. долл. США (эквивалентно 53 833 млн тенге);

- неустойки в размере 1 383 тыс. долл. США (эквивалентно 531 млн тенге);
- суммы требования в части валютной корректировки в размере 50 613 тыс. долл. США (эквивалентно 19 446 млн тенге).

При этом следует отметить, что Истцы указывали на возможное изменение данной суммы на дату выплаты претензии.

11 апреля 2018 года после переговоров Консорциум сократил первоначальную сумму иска до 140 млн долларов (эквивалентно 54,3 млрд тенге). В виду существовавшей неопределенности по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов Группа не признавала никаких резервов в отношении данного иска. В течение 2019 года Группа направила ноту в LCIA о прекращении иска в связи с решением сторон разрешить диспут путем мирного соглашения.

По состоянию на 31 декабря 2019 года в соответствии с мнением юридического консультанта и существующей международной практикой Группа начислила резерв в размере 90 000 тыс. долл. США (эквивалент 34 132 млн тенге по курсу обмена на 31 декабря 2019 года) в общих и административных расходах (Примечание 12) в консолидированном отчете о совокупном доходе. На момент выпуска консолидированной финансовой отчетности переговоры с Консорциумом не были завершены.

ГРАЖДАНСКОЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВО (KMG I)

В соответствии с постановлением от 22 апреля 2016 года Прокуратура Румынии (далее – Постановление) совместно с Департаментом по борьбе с организованной преступностью и терроризмом (DIICOT) было проведено расследование в отношении 26 физических лиц (14 из которых являлись бывшими работниками KMG I).

22 июля 2016 года Компания и KMG I направили властям Румынии уведомление об урегулировании инвестиционного спора в рамках Соглашения между Правительством Румынии и Правительством Республики Казахстан, Соглашения между Правительством Королевства Нидерландов и Правительством Румынии и Договора Энергетической Хартии. По результатам переговоров, в феврале 2013 года между Правительством Румынии и KMG I был подписан Меморандум о взаимопонимании.

5 декабря 2019 года Прокуратурой Румынии принято постановление о прекращении уголовного дела в связи с истечением срока исковой давности. Этим же постановлением были сняты все аресты на активы Rompetrol Rafinare S. A., наложенные в 2016 год, за исключением ряда производственных установок НПЗ «Петромидия» для обеспечения суммы потенциальных требований в размере 106,5 млн долл. США.

27 декабря 2019 года KMG I оспорила постановление и требует, чтобы дело было прекращено по существу, но срок исковой давности истек.

На указанное постановление Прокуратуры Румынии была подана жалоба от трех истцов:

1. Приватизационного агентства Румынии в части ненадлежащего исполнения KMG I пост-приватизационных требований по обязательствам НПЗ «Петромидия» и НПЗ «Вега» в 2013–2014 годах на сумму в размере 30 млн долл. США;
2. Faber Invest & Trade Inc., в части оспаривания ряда решений KMG I в качестве акционера Rompetrol Rafinare S. A. в тот период на сумму 55 млн долл. США в рамках уголовного и гражданского дела;
3. г-на Stephenson George Philip, являвшимся бывшим директором KMG I, в рамках уголовного и гражданского дела.

На момент подготовки консолидированной финансовой отчетности Компании за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, информация о результатах обжалования по обращениям вышеуказанных истцов не была предоставлена.

СПОРЫ В ОТНОШЕНИИ КАЛЬКУЛЯЦИИ ПРОПОРЦИИ РАЗДЕЛА ПРИБЫЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЫРЬЯ С РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН (ТОО «КМГ КАРАЧАГАНАК»)

Согласно Карачаганакскому Окончательному Соглашению о разделе продукции (ОСРП) раздел прибыльной продукции Карачаганакского проекта регулируется механизмом Индекса объективности. Во втором квартале 2014 года экономика Карачаганакского проекта достигла такого уровня, когда «сработал» триггер по Индексу объективности и пропорция по разделу доли прибыльной продукции (profit oil) изменилась в пользу Республики Казахстан.

Вместе с тем, с 20 августа 2014 года и по настоящее время Министерство экономики РК ежеквартально уведомляет Подрядные компании – участников ОСРП (Подрядные компании) о несогласии в отношении представленной калькуляции пропорции раздела Прибыльного нефтегазового сырья.

30 декабря 2016 года между Республикой Казахстан и Подрядными компаниями был заключен юридически необязывающий Меморандум о взаимопонимании.

29 сентября 2017 года Полномочный орган в лице ТОО «PSA» направил Арбитражный иск на имя Подрядных компаний Карачаганакского проекта (за исключением ТОО «КМГ Карачаганак») по вопросу ненадлежащего расчета Индекса объективности. ТОО «КМГ Карачаганак» (КМГ Карачаганак) не был вовлечен в процесс ведения арбитражного разбирательства ввиду наличия конфликта интересов.

1 октября 2018 года Стороны заключили юридически необязывающее Соглашение о Принципах (СоП). 17 июня 2019 года Министерство энергетики РК направило письмо Подрядным компаниям о том, что урегулирование на условиях СоП не является приемлемым. Также Министерство энергетики РК сообщило, что открыто для нового согласованного решения, основанного на применении откорректированного механизма Индекса объективности.

В сентябре 2019 года были проведены слушания позиций Сторон в Арбитраже (г. Париж), окончательное принятие решения по данному спору ожидается в 2020 году.

В настоящее время между Республикой Казахстан и Подрядными компаниями ведутся переговоры по заключению юридически обязывающего Соглашения об урегулировании (СоУ).

КМГ Карачаганак совместно с КМГ и компетентным органом, представленным ТОО PSA, подготовили комментарии к проекту СоУ между Подрядными компаниями и Республикой Казахстан, касающиеся исключения КМГ Карачаганак от участия в выплате компенсации. По мнению руководства Группы, весьма вероятно, что КМГ Карачаганак будет исключена из участия в выплате компенсации. Соответственно, в данной консолидированной финансовой отчетности не было предусмотрено никаких резервов в соответствии с положениями Со У.

ПРОВЕРКИ ВОЗМЕЩАЕМЫХ ЗАТРАТ

В соответствии с основными принципами соглашение о разделе продукции («СРП») Правительство передало подрядчикам эксклюзивные права на проведение деятельности в районе недропользования, но не передавало права на данный район недропользования ни в собственность, ни в аренду. Вследствие этого, все объемы извлеченных и переработанных углеводородов (т.е. готовой продукции) являются собственностью государства. Работы осуществляются на основе компенсирования, при этом Правительство осуществляет выплаты подрядчикам не в денежной форме, а в виде части готовой продукции, тем самым позволяя подрядчикам возместить свои затраты и заработать прибыль.

В соответствии с СРП, не все затраты, понесенные подрядчиками, могут быть возмещены. Определенные затраты на возмещение должны утверждаться уполномоченными органами. Уполномоченные органы проводят проверку возмещаемых затрат. В результате проверок возмещения затрат, проведенных до 31 декабря 2019 года, определенные затраты классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря. 2018 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 402 474 млн тенге (2018 год: 382 594 млн тенге, 2017 год: 242 915 млн тенге). Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПОСТАВКАМ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

Правительство требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребности внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний.

Цены на нефть на внутреннем рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы. В 2019 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 6 223 752 тонн сырой нефти (в 2018 году: 6 224 344 тонн, в 2017 году: 5 407 526 тонн), включая совместные предприятия на внутренний рынок.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЦЕНЗИЯМ И КОНТРАКТАМ НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

По состоянию на 31 декабря 2019 года Группа имела следующие обязательства в отношении исполнения программ минимальных работ в соответствии с условиями лицензий, соглашений о разделе продукции и контрактов на недропользование, заключенных с Правительством:

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2020	212 288	42 733
2021	10 829	3 693
2022	9 389	3 410
2023–2048	8 697	25 762
Итого	241 203	75 598

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПОСТАВКЕ СЫРОЙ НЕФТИ

По состоянию на 31 декабря 2019 года обязательства Группы по договорам поставки нефти составили 12,8 млн тонн (31 декабря 2018 года: 22,6 млн тонн, 31 декабря 2017 года: 28,7 млн тонн), включая обязательства совместного предприятия.

ПРОЧИЕ КОНТРАКТНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

По состоянию на 31 декабря 2019 года у Группы, включая совместные предприятия, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 335 609 млн тенге (2018 год: 620 057 млн тенге, 2017 год: 501 752 млн тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 года у Группы имелись обязательства в общей сумме 78 677 млн тенге (2018 год: 114 380 млн тенге, 2017 год: 142 406 млн тенге) в рамках инвестиционных программ, утвержденных Министерством энергетики Республики Казахстан и Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан и направленных на капитальное строительство / капитальный ремонт / диагностику производственных объектов.

НЕФИНАНСОВЫЕ ГАРАНТИИ

На 31 декабря 2019, 2018 и 2017 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных сторон по договорам на куплю-продажу природного газа, транспортировку и прочим договорам. На отчетную дату руководство Группы считает, что не было случаев неисполнения договорных обязательств сторонами и, соответственно, не было признано обязательств по нефинансовым условным обязательствам.

35. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки. Функции определяются как сегменты:

1. которые осуществляют деятельность, от которой имеют доходы и расходы;
2. чьи операционные результаты регулярно анализируются управлением Группы, принимающим операционные решения, касающиеся распределения ресурсов на сегмент и оценку результатов его деятельности.

Деятельность Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, реализация и транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Группа выделяет деятельность КазМунайГаз, поскольку КазМунайГаз выполняет не только функции материнской компании, но и осуществляет операционную деятельность. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

Разбивка выручки по видам товаров и услуг представлена в Примечании 6 к данной финансовой отчетности.

Выручка по «Реализация сырой нефти, газа и продуктов переработки газа» представляет собой в основном продажи, осуществляемые следующими операционными сегментами: реализация и транспортировка газа в сумме 874 505 млн тенге (2018 год: 769 549 млн тенге, 2017 год: 360 510 млн тенге), а также переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов в сумме 3 092 437 млн тенге (2018 год: 3 324 462 млн тенге, 2017 год: 2 316 592 млн тенге).

Выручка по «Реализации нефтепродуктов» осуществляется операционными сегментами «Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов» в сумме 1 665 356 млн тенге (2018 год: 2 023 166 млн тенге, 2017 год: 1 305 148 млн тенге), разведка и добыча нефти и газа в сумме 4 166 млн тенге (2018 год: 87 344 млн тенге, 2017 год: 116 392 млн тенге) и «Корпоративный центр» в сумме 352 056 млн тенге (2018 год: 64 516 млн тенге, 2017 год: ноль).

Результаты деятельности сегмента оцениваются на основе выручки, чистой прибыли и EBITDA, которые измеряются на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности.

Показатель EBITDA является дополнительным финансовым показателем, не регулируемым МСФО, который используется руководством для оценки эффективности сегментов и определяется как прибыль до вычета износа, истощения и амортизации, финансовых доходов и расходов, и расходов по подоходному налогу.

EBITDA,% определяется как EBITDA определенного сегмента по отношению к общей EBITDA. Элиминирования представляют собой исключение внутригрупповых оборотов. Межсегментные операции были совершены на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно должны быть по рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных для связанных и третьих сторон.

ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Основные средства Группы расположены в следующих странах:

В миллионах тенге	2019	2018	2017
Казахстан	3 751 128	3 644 969	3 276 567
Другие страны	733 143	870 201	803 598
	4 484 271	4 515 170	4 080 165

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2019 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	7 592	236 485	1 102 110	5 035 188	352 056	125 425	—	6 858 856
Выручка от реализации другим сегментам	1 302 744	100 253	965	540 947	78 121	87 505	(2 110 535)	—
Итого выручка	1 310 336	336 738	1 103 075	5 576 135	430 177	212 930	(2 110 535)	6 858 856
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(33 719)	(13 666)	(490 142)	(4 972 915)	(212 655)	(33 252)	1 842 605	(3 913 744)
Производственные расходы	(295 687)	(149 033)	(71 978)	(203 864)	(110 379)	(145 595)	254 843	(721 693)
Налоги кроме подоходного налога	(379 725)	(13 287)	(17 388)	(13 584)	(22 417)	(7 894)	—	(454 295)
Расходы по транспортировке и реализации	(123 725)	(1 145)	(272 174)	(69 264)	(7 137)	(3)	53 046	(420 402)
Общие и административные расходы	(15 439)	(15 877)	(35 900)	(45 247)	(35 244)	(71 175)	4 915	(213 967)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	500 737	75 474	242 336	(3 248)	—	12 680	—	827 979
EBITDA	962 778	219 205	457 829	268 013	42 345	(32 310)	44 874	1 962 734
EBITDA, %	49 %	11 %	23 %	14 %	2 %	–2 %	2 %	
Износ, истощение и амортизация	(94 432)	(39 257)	(41 567)	(143 875)	(4 177)	(14 116)	—	(337 424)
Финансовый доход	202 592	7 298	29 589	43 975	130 878	10 729	(184 181)	240 880
Финансовые затраты	(21 460)	(7 095)	(43 443)	(127 391)	(264 841)	(8 333)	155 130	(317 433)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(63 618)	(24 783)	816	(93 161)	(11)	(27 062)	—	(207 819)

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Расходы по подоходному налогу	(138 762)	(20 825)	(39 917)	(12 241)	(12 923)	(1 512)	—	(226 180)
Чистая прибыль за год	842 496	136 906	362 344	(36 553)	(119 657)	(68 083)	41 004	1 158 457
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	4 788 314	384 173	350 732	40 304	—	26 861	—	5 590 384
Капитальные затраты	256 725	44 926	91 744	79 492	14 323	18 098	—	505 308
Резервы на устаревшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(3 146)	(5 173)	(9 991)	(46 020)	(22 297)	(9 903)	—	(96 530)
Активы сегмента	7 504 518	1 080 046	2 195 386	2 854 018	1 480 009	454 084	(1 486 146)	14 081 915
Обязательства сегмента	748 226	204 540	956 917	1 771 290	3 453 634	117 899	(1 367 247)	5 885 259

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2018 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	172 462	213 175	920 096	5 599 857	64 516	18 858	—	6 988 964
Выручка от реализации другим сегментам	1 293 946	55 229	1 083	1 295 002	117 561	14 642	(2 777 463)	—
Итого выручка	1 466 408	268 404	921 179	6 894 859	182 077	33 500	(2 777 463)	6 988 964
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(44 174)	(13 989)	(323 205)	(6 357 110)	(88 546)	(969)	2 515 035	(4 312 958)
Производственные расходы	(400 495)	(100 404)	(67 197)	(142 099)	(46 179)	(14 999)	166 898	(604 475)
Налоги кроме подоходного налога	(427 838)	(12 592)	(16 069)	(6 922)	(12 772)	(1 539)	—	(477 732)
Расходы по транспортировке и реализации	(112 798)	(194)	(220 792)	(80 500)	(3 491)	(4)	47 002	(370 777)
Общие и административные расходы	(97 234)	(17 300)	(17 296)	(50 465)	(24 051)	(5 111)	(2 028)	(213 485)

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	616 607	60 099	22 003	(3 113)	—	1 730	—	697 326
EBITDA	1 000 476	184 024	298 623	254 650	7 038	12 609	(50 556)	1 706 863
EBITDA,%	59 %	11 %	17 %	15 %	0 %	1 %	-3 %	
Износ, истощение и амортизация	(82 193)	(36 844)	(35 290)	(121 863)	(2 314)	(6 682)	—	(285 186)
Финансовый доход	40 896	4 712	15 351	49 318	222 092	787	(172 129)	161 027
Финансовые затраты	(53 296)	(5 366)	(41 938)	(115 805)	(345 705)	(7 356)	141 811	(427 655)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(41 371)	(6 754)	(4 091)	(45 183)	(67 120)	(1 003)	—	(165 522)
Расходы по подоходному налогу	(200 787)	(22 361)	(47 039)	8 652	(17 239)	(486)	—	(279 260)
Чистая прибыль за год	721 376	122 986	183 548	(91 735)	(175 820)	(1 161)	(65 683)	693 511
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	4 421 783	304 880	100 631	65 341	2	2 807	—	4 895 444
Капитальные затраты	180 033	65 106	156 897	203 702	18 337	4 000	—	628 075
Резервы на уставшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(5 465)	(4 240)	(8 805)	(64 773)	(20 330)	162	—	(103 451)
Активы сегмента	7 295 234	1 021 946	1 820 133	3 995 798	1 913 427	157 461	(2 188 719)	14 015 280
Обязательства сегмента	804 279	210 930	950 954	2 761 676	4 121 330	73 125	(2 050 083)	6 872 211

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон. В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2017 год:

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	195 262	194 815	522 205	3 860 502	—	20 979	—	4 793 763
Выручка от реализации другим сегментам	1 007 989	50 140	30 383	767 364	—	18 051	(1 873 927)	—
Итого выручка	1 203 251	244 955	552 588	4 627 866	—	39 030	(1 873 927)	4 793 763
Себестоимость купленной нефти, нефтепродуктов и прочих материалов	(40 632)	(12 746)	(237 794)	(4 161 621)	—	(3 179)	1 726 458	(2 729 514)
Производственные расходы	(394 524)	(91 671)	(57 113)	(143 663)	—	(18 341)	80 966	(624 346)
Налоги кроме подоходного налога	(320 646)	(11 993)	(12 763)	(6 174)	(981)	(1 890)	—	(354 447)
Расходы по транспортировке и реализации	(115 636)	(40)	(91 632)	(73 385)	—	(8)	42 638	(238 063)
Общие и административные расходы	(50 236)	(15 900)	(17 996)	(55 681)	(56 471)	(6 226)	38 730	(163 780)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	338 262	56 664	7 989	10 724	—	1 311	—	414 950
EBITDA	619 839	169 270	143 280	198 066	(57 452)	10 696	14 865	1 098 564
EBITDA,%	56 %	15 %	13 %	18 %	–5 %	1 %	1 %	
Износ, истощение и амортизация	(71 871)	(31 047)	(30 457)	(94 116)	(1 926)	(8 604)	—	(238 021)
Финансовый доход	31 641	6 892	15 710	53 196	115 879	953	(101 697)	122 574
Финансовые затраты	(17 035)	(5 242)	(35 846)	(99 973)	(216 856)	(6 770)	75 367	(306 355)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвил	(8 679)	(52)	(327)	(14 357)	41	(1 286)	—	(24 660)
Расходы по подоходному налогу	(108 415)	(18 928)	(24 678)	(16 182)	(22 001)	(81)	—	(190 285)
Чистая прибыль за год	441 202	121 923	79 625	26 066	(125 952)	(8 474)	(8 942)	525 448

В миллионах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Корпоративный центр	Прочие	Элиминирование	Итого
Прочая сегментная информация								
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3 503 951	208 107	52 562	54 660	1	4 349	—	3 823 630
Капитальные затраты	145 761	74 817	140 487	291 487	12 638	3 451	—	668 641
Резервы на устаревшие ТМЗ, ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и прочим активам	(5 919)	(3 557)	(9 232)	(106 994)	(15 765)	3 360	—	(138 107)
Активы сегмента	6 654 733	890 320	1 444 620	3 845 701	2 146 055	167 501	(1 598 972)	13 549 958
Обязательства сегмента	661 481	184 961	760 480	2 751 116	3 828 741	83 827	(1 504 253)	766 353

36. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

Получение остаточных выплат от продажи дочерней компании

14 января 2020 года Общественный фонд «Фонд образования Нурсултана Назарбаева», являющийся покупателем, осуществил второй транш выплат в размере 4 659 млн тенге за 35 % от оставшихся 70 % доли в КБТУ (Примечание 5).

Дивиденды, полученные от совместных предприятий

8 января 2020 года Компания получила дивиденды от ТОО «Казахойл Актобе», являющееся совместным предприятием, в размере 5 000 млн тенге.

Некорректирующее событие после отчетного периода

Вспышка нового коронавируса продолжает распространяться по всему Китаю и странам по всему миру. Группа будет внимательно следить за развитием ситуации с коронавирусом, однако оценить его финансовый эффект на данном этапе невозможно.

Получение и выплаты по займам

АНПЗ, дочерняя организация Группы:

15 января 2020 года получила заем от БРК на общую сумму 46 062 млн тенге под процентную ставку 7,99 % годовых в целях финансирования проекта «По строительству комплекса глубокой переработки нефти». Выплаты по основному долгу и вознаграждениям будут осуществляться с июня 2020 года на основе полугодовых платежей.

16 января 2020 года осуществила плановое и досрочное погашение основного долга, вознаграждения и комиссии за досрочное погашение займа, полученного от Эксимбанк в общей сумме 205 млн долл. США (эквивалентно 77 911 млн тенге на даты погашения).

21 января 2020 года осуществила погашение основного долга и вознаграждения по займам, полученным от БРК на сумму 17 998 млн тенге.

В январе и феврале 2020 года осуществила частичную выплату основного долга и вознаграждения по займам, полученным от Народного Банка в сумме 57 млн долл. США (эквивалентно 21 650 млн тенге на даты погашения).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ОТЧЕТ О СОБЛЮДЕНИИ ККУ ЗА 2019 ГОД

Настоящий Отчет о соблюдении/несоблюдении принципов и положений Кодекса корпоративного управления (далее — Кодекс) КМГ, утвержденного решением Единственного акционера КМГ от 27 мая 2015 года, подготовлен во исполнение пункта 6 Кодекса и содержит информацию о соблюдении/ несоблюдении КМГ принципов и положений Кодекса. По итогам 2019 года КМГ в целом соответствовал положениям и принципам Кодекса за исключением следующих аспектов:

Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
ПРАВИТЕЛЬСТВО			
1 пункт 2 главы 1 раздела 2	Рекомендуется обеспечить оптимальную структуру активов для Организаций Фонда. В Холдинговой компании материнская компания может создаваться в форме акционерного общества. Остальные организации рекомендуются создавать в форме товарищества с ограниченной ответственностью. В уже созданных в форме акционерного общества Организациях рекомендуется рассмотреть возможность реорганизации в форму товарищества с ограниченной ответственностью с учетом экономических, правовых и иных аспектов и обеспечения интересов группы Фонда. При создании новых Организаций предпочтительной организационно-правовой формой является товарищество с ограниченной ответственностью. Создание новых Организаций в форме акционерного общества допускается в исключительных случаях, таких как планируемая в дальнейшем продажа акций Организации на фондовом рынке.	Частично соответствует	В декабре 2015 года Правительством РК был утвержден Комплексный план по приватизации на 2016-2020 годы, куда были включены 73 компании группы КМГ. Сокращение юридических лиц в группе КМГ проводится в рамках программ приватизации и дивестиций. Также проводится работа по упрощению структуры активов группы КМГ, в том числе, за счет ликвидации / реорганизации субхолдингов. В 2019 году проведены мероприятия по присоединению субхолдинга КМГ - АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» к КМГ. Количество реализованных / ликвидированных активов КМГ в 2019 году: реализована – 1 компания, ликвидировано – 4 компании. Работа по оптимизации структуры активов группы КМГ будет продолжена в соответствии с утвержденными планами / программами. При создании новых Организаций, КМГ отдает предпочтение созданию Организаций в форме ТОО. В 2019 году юридические лица в форме акционерного общества не создавались.

	Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
2	пункт 14 главы 1 раздела 2	Советы директоров Фонда и организаций обеспечивают внедрение стандартов деловой этики и их соблюдение. Все должностные лица и работники Фонда и организаций должны подписать заявление об ознакомлении с Кодексом деловой этики и регулярно подтверждать свои знания Кодекса.	Частично соответствует	В соответствии с рекомендациями независимого консультанта по результатам диагностики корпоративного управления КМГ разработан и утвержден Кодекс деловой этики в новой редакции (решение Совета директоров от 29.11.2018). Всем должностным лицам и работникам КМГ направлено обращение в целях ознакомления с Кодексом деловой этики КМГ и подписания заявления об ознакомлении и соблюдении его положений. Обучение по новому Кодексу деловой этики в целях более подробного разъяснения положений Кодекса начато в 4 квартале 2019 года. Для последующего обучения работников КМГ подготовлены 6 внутренних тренеров КМГ, включая Омбудсмана КМГ. В 2020 году планируется продолжение обучения силами внутренних тренеров КМГ. В КМГ в настоящее время не внедрена практика регулярного подтверждения работниками своих знаний данного Кодекса.

ФОНД И ОРГАНИЗАЦИИ

3	пункт 3 главы 2 раздела 2	Советы директоров Компаний обладают полной самостоятельностью в принятии решений в рамках своей компетенции, установленной уставом Компаний.	частично соответствует	Согласно пункту 4 Устава КМГ финансовая и производственная деятельность КМГ осуществляется на основе хозяйственной самостоятельности; согласно пункту 13 Устава КМГ цель КМГ – получение чистого дохода в ходе осуществления самостоятельной хозяйственной деятельности; согласно пункту 24 Устава КМГ, КМГ самостоятельно решает все вопросы, связанные с планированием производственной деятельности, оплатой труда работников, материально-техническим снабжением, социальным развитием, распределением дохода, подбором, расстановкой и переподготовкой кадров. При этом, Законом Республики Казахстан «О Фонде национального благосостояния», а также некоторыми документами АО «Самрук-Қазына» (Копоративный стандарт по инвестиционной деятельности АО «Самрук-Қазына» и юридических лиц, более пятидесятью процентами голосующих акций (долей участия) которых прямо или косвенно владеет АО «Самрук-Қазына» от 09.07.2018, протокол Правления Фонда, Правила согласования назначения и досрочного прекращения полномочий руководителей исполнительных органов компаний АО «Самрук-Қазына», утвержденные решением Правления Фонда от 26.12.2019, Перечень организаций, входящих в группу АО «Самрук-Қазына», всеми голосующими акциями (долями участия) которых прямо или косвенно владеют компании АО «Самрук-Қазына», назначение и досрочное прекращение полномочий руководителей исполнительных органов которых осуществляется Советами директоров компаний по согласованию с Правлением АО «Самрук-Қазына» (утвержден решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 12.12.2012), предусмотрены процедуры, ограничивающие полную самостоятельность Совета директоров КМГ в принятии решений (в т.ч. заключение сделок M&A (слияния и поглощения), назначение руководителей исполнительных органов дочерних и зависимых организаций КМГ).
---	---------------------------	--	------------------------	--

	Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ				
4	пункт 5 главы 3 раздела 2	В Фонде и Организации должна быть выстроена система управления в области Устойчивого развития	частично соответствует	В декабре 2019 года Правлением КМГ одобрено Руководство по системе управления в области устойчивого развития в группе компаний КМГ, утверждение документа ожидается в начале 2020 года на заседании Совета директоров КМГ. Данный документ разработан в соответствии с Кодексом и Референсной моделью по устойчивому развитию для портфельных компаний АО "Самрук-Қазына" и включает описание организации процесса взаимодействия с заинтересованными сторонами, интеграции принципов устойчивого развития в ключевые процессы и мониторинг, подготовки ежегодной отчетности по устойчивому развитию, реализации приоритетных направлений (инициатив) в области устойчивого развития, развития и поддержания культуры по устойчивому развитию, выявления и оценки рисков, управления документацией, измерения результативности в области устойчивого развития. Также в 2019 году в КМГ был создан Проектный офис «Устойчивое развитие» и издан приказ о создании Рабочей группы по управлению в области устойчивого развития. Кроме того, введена должность управляющего директора по устойчивому развитию.
5	пункт 5 главы 3 раздела 2	Устойчивое развитие должно быть интегрировано в: 1) систему управления; 2) стратегию развития; 3) ключевые процессы, включая управление рисками, планирование (долгосрочный (стратегия), среднесрочный (5-летний план развития) и краткосрочный (годовой бюджет) периоды), отчетность, управление рисками, управление человеческими ресурсами, инвестиции, операционная деятельность и другие, а также в процессы принятия решений на всех уровнях начиная от органов (общее собрание акционеров (Единственный акционер), Совет директоров, исполнительный орган), и завершая рядовыми работниками.	Частично соответствует	В 2018 году «устойчивое развитие» интегрировано в Стратегию развития КМГ до 2028 года. С целью интеграции устойчивого развития в систему управления и ключевые процессы КМГ в 2019 году разработано Руководство по системе управления в области устойчивого развития в группе компаний КМГ. Практическое внедрение требований и положений указанного документа будет осуществляться в 2020 году после его утверждения Советом директоров КМГ.

	Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
6	пункт 5 главы 3 раздела 2	В системе управления в области устойчивого развития должны быть четко определены и закреплены роли, компетенции, ответственность каждого органа и всех работников за реализацию принципов, стандартов и соответствующих политик и планов в области устойчивого развития.	Частично соответствует	Совет директоров несет определяющую ответственность за продвижение принципов устойчивого развития: - следит за реализацией Стратегии компании на основе анализа краткосрочных и долгосрочных КПД, - определяет значение принципов устойчивого развития для Компании и обеспечивает их эффективную коммуникацию всем заинтересованным сторонам, КБОТОСУР несет ответственность за: - осуществление контроля за внедрением устойчивого развития в Компании; Управляющий директор по устойчивому развитию несет ответственность за: - создание и внедрение системы управления в области устойчивого развития; - интеграцию системы управления в области устойчивого развития в ключевые процессы. Управляющий директор по охране труда и окружающей среды несет ответственность за экологию и безопасность и: - участие в создании системы управления в области устойчивого развития, - содействие интеграции устойчивого развития в ключевые процессы по курируемому направлению. Управляющий директор по управлению человеческими ресурсами несет ответственность за социальную ответственность и: - участие в создании системы управления в области устойчивого развития, - содействие интеграции устойчивого развития в ключевые процессы по курируемому направлению. Заместитель председателя Правления – финансовый директор несет ответственность за экономическое направление и содействие интеграции устойчивого развития в ключевые процессы по курируемому направлению. Также в 2019 году в КМГ были созданы Проектный офис «Устойчивого развития» и Рабочая группа по управлению в области устойчивого развития. Роли, компетенции, ответственность всех работников Компании в данное время до конца не определены.

Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
ПРАВА АКЦИОНЕРОВ			
7 пункт 2 главы 4 раздела 2	В Организациях должен быть определен прозрачный порядок избрания и установления вознаграждения Совета директоров (Наблюдательного совета и/или Исполнительного органа), утверждаемый общим собранием Акционеров (Единственным акционером)/Участником (Единственным участником). Избрание состава Совета директоров (Наблюдательного совета и/или Исполнительного органа) осуществляется в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан, уставом и внутренними документами Организации и настоящим Кодексом.	частично соответствует	Вопросы избрания Совета директоров и установления вознаграждения членам Совета директоров урегулированы Правилами по формированию составов совета директоров компаний АО «Самрук-Қазына», утвержденными решением Правления Фонда от 26 сентября 2016 года. Вопросы формирования Совета директоров и Наблюдательного совета и установления им вознаграждения в юридических лицах, в которых КМГ владеет пакетом акций (долями участия), регулируются Правилами формирования Советов директоров/ Наблюдательных советов юридических лиц, пакеты акций / доли участия которых принадлежат на праве собственности или доверительного управления акционерному обществу «Национальная компания «КазМунайГаз», утвержденными решением Правления КМГ от 30 апреля 2013 года. В 2020 году планируется актуализация данных Правил. В 2019 году КМГ было разработано типовое положение о Наблюдательном совете для организаций, более пятидесяти процентов долей участия в уставном капитале, которых прямо или косвенно принадлежат КМГ, которое было направлено в дочерние организации письмом от 02.07.2019 года в качестве рекомендательного документа при актуализации действующих положений (при необходимости).
СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН			
8 пункт 6 главы 5 раздела 2	Фонду и Организациям необходимо обеспечить наличие планов преемственности членов Совета директоров для поддержания непрерывности деятельности и прогрессивного обновления состава Совета директоров.	не соответствует	На заседание Комитета по назначениям и вознаграждениям Совета директоров КМГ в ноябре 2019 года был внесен вопрос о Политике преемственности членов Совета директоров КМГ от 6-7 ноября 2019 года. Это было первым этапом в рамках работы по формированию плана преемственности членов Совета директоров КМГ. В настоящее время формализованный план преемственности членов Совета директоров отсутствует. Соответствующую работу планируется завершить в 2020 году по результатам проведения внешней оценки деятельности Совета директоров и его Комитетов.
9 пункт 12 главы 5 раздела 2	Рекомендуемая периодичность проведения заседаний Совета директоров составляет 8-12 заседаний в год.	частично соответствует	В 2019 году было проведено 18 заседаний. Из них: очередных очных заседаний с личным присутствием членов Совета директоров – 7, в том числе заседание Совета директоров по Стратегии – 1 и заседание Совета директоров по устойчивому развитию – 1; очередных заседаний, проведенных посредством конференц-связи (одновременного разговора членов Совета директоров в режиме «телефонного совещания») – 7; внеочередных заседаний, проведенных посредством конференц-связи – 4. В сравнении с 2018 годом, общее количество заседаний Совета директоров сократилось с 20 до 18, что свидетельствует о положительной динамике.

	Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
10	пункт 13 главы 5 раздела 2	Совет директоров, комитеты и члены Совета директоров должны оцениваться на ежегодной основе в рамках структурированного процесса, утвержденного Советом директоров Организации. Данный процесс должен соответствовать методологии Фонда.	Частично соответствует	Структурированный процесс проведения оценки предусмотрен Положением об оценке деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров, Председателя, членов Совета директоров и корпоративного секретаря КМГ, утвержденным решением Совета директоров КМГ от 4 октября 2018 года. Данный документ разработан в соответствии с Методическими рекомендациями Фонда по оценке деятельности Совета директоров и его комитетов, председателя, членов Совета директоров и корпоративного секретаря, утвержденными решением Правления Фонда от 26 сентября 2018 года. Решением Совета директоров КМГ от 23 декабря 2019 года было принято решение о проведении оценки деятельности Совета директоров КМГ путем самооценки, а также внешней оценки с привлечением независимого консультанта. В рамках этого процесса в конце 2019 года началась работа по самооценке Председателя и членов Совета директоров путем анкетирования и иных процедур, установленных внутренними документами КМГ. Процесс указанной самооценки с учетом подведения итогов 2019 года планируется к завершению в 1 квартале 2020 года. Независимая оценка деятельности СД также запланирована на 2020 год в соответствии с требованиями Кодекса, которая будет осуществлена после выбора в установленном порядке независимой организации, предоставляющей соответствующие услуги
11	пункт 14 главы 5 раздела 2	Оценка Совета директоров, его комитетов и членов Совета директоров, предоставление обратной связи членам Совета директоров и выработка последующих мер по улучшениям осуществляется под руководством председателя Совета директоров. Результаты оценки обсуждаются на отдельном заседании Совета директоров, по результатам которого для Совета директоров в целом и индивидуально для каждого из его членов вырабатывается программа развития.	частично соответствует	Решением Совета директоров КМГ от 23 декабря 2019 года было принято решение о проведении оценки деятельности Совета директоров КМГ путем самооценки, а также внешней оценки с привлечением независимого консультанта. По завершении соответствующей работы, результаты оценки будут в установленном порядке представлены на рассмотрение Совета директоров Компании в соответствии с требованиями утвержденного Советом директоров Положения об оценке деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров, Председателя, членов Совета директоров и корпоративного секретаря КМГ, предусматривающего руководство Председателя Совета директоров всем процессом оценки Совета директоров. Разработка программ развития для членов Совета директоров предусмотрена Детальным планом по совершенствованию корпоративного управления в КМГ на 2020 год.
12	пункт 12 главы 5 раздела 2	Совету директоров рекомендуется проводить ревизию ранее принятых решений. Анализу подлежит как само решение, так и процесс его принятия. Рекомендуется проводить ревизию ранее принятых решений при проведении Советом директоров оценки своей деятельности.	частично соответствует	Решением Совета директоров КМГ от 23 декабря 2019 года было принято решение о проведении оценки деятельности Совета директоров КМГ путем самооценки, а также внешней оценки с привлечением независимого консультанта. В рамках этих процессов в 2020 году после подведения итогов 2019 года планируется провести ревизию ранее принятых Советом директоров решений.

Ссылка на кодекс	Положения кодекса	Степень соответствия	Пояснения
13 пункт 15 главы 5 раздела 2	В отношении корпоративного секретаря в организации разрабатывается программа введения в должность и планирования преемственности.	не соответствует	Проект плана преемственности и Программы введения в должность для Корпоративного секретаря в целях обеспечения непрерывности знаний о деятельности Совета директоров КМГ разработан. Внесение вопроса об их утверждении на рассмотрение Совета директоров и Комитета Совета директоров по назначениям и вознаграждениям запланировано на первую половину 2020 года.
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ И ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ			
14 пункт 7 главы 6 раздела 2	Совет директоров совместно с Комитетом по аудиту несут ответственность за проведение ежегодных оценок эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля.	частично соответствует	В соответствии с пунктом 6.2.7 раздела 6 Политики по корпоративной системе управления рисками КМГ и его дочерних и зависимых организаций, утвержденной решением Совета директоров КМГ от 13.12.2016, Совет директоров КМГ обеспечивает ежегодную оценку эффективности системы управления рисками и Служба внутреннего аудита КМГ осуществляет оценку эффективности процесса управления рисками, уведомляет Совет директоров КМГ о существенных недостатках в корпоративной системе управления рисками КМГ, а также разрабатывает рекомендации по совершенствованию процесса управления рисками. В 2018 году независимым консультантом проведена диагностика уровня корпоративного управления КМГ по 5 компонентам, включая «Управление рисками, внутренний контроль и аудит». По результатам данной диагностики Советом директоров КМГ утвержден Детальный план по совершенствованию корпоративного управления в КМГ на 2019-2020 годы, который содержит ряд мероприятий по дальнейшему улучшению корпоративной системы управления рисками и системы внутреннего контроля КМГ, включая рассмотрение Комитетом по аудиту СД КМГ вопроса об оценке уровня уверенности в системе управления рисками и внутреннего контроля на ежегодной основе, начиная с 2020 года. 2019 год в КМГ был посвящен реализации мероприятий, предусмотренных указанным Планом в рамках подготовки к независимой диагностике корпоративного управления КМГ, планируемой к проведению в 2020 году. В периметр данной диагностики, помимо прочих компонентов, будет входить система управления рисками. В этой связи, оценка эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля в 2019 году не проводилась.

ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ КМГ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН, ТЫС. ТОНН

Продукт	2018			2019		
	внутренний рынок	экспорт	всего	внутренний рынок	экспорт	всего
Бензины	701	0	701	789	37	826
Дизельное топливо	954	0	954	1 028	0	1 028
Авиационное топливо	34	0	34	85	0	85
Мазут	192	414	606	188	469	658
Вакуумный газойль	0	200	200	0	167	167
Битум	53	0	53	65	0	65
Кокс	44	33	77	40	51	91
Сера	9	4	13	2	13	14
Бензол	0	5	5	0	12	12
Параксилон	0	2	2	0	55	55
Сжиженный газ	128	0	128	114	0	114
Топливо печное	43	23	66	7	0	7
Прочие	4	0	4	14	0	14
Всего	2 162	707	2 868	2 333	804	3 136

ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ КМГИ, ТЫС. ТОН

Продукт	2018	2019
Дизель	3 062	2 154
Мазут	2 273	399
Бензин	1 336	1 057
Прочее	483	508
Авиатопливо	316	395
СУГ	314	152
Нафта	121	90
Битум	102	120
Полипропилен	91	92
Гексан	84	87
LDPE	49	38
Экологические растворители	43	41
Печное топливо	35	9
Пропилен	21	28
White Spirit	7	5
ВГО	7	0
HDPE	3	3
Пластиковые бутылки	0	1
Всего	8 345	5 181

ГЛОССАРИЙ

АГ - Амангельды Газ

АГП - Азиатский Газопровод

АЗС - автомобильная заправочная станция

АНПЗ - Атырауский нефтеперерабатывающий завод

АО - акционерное общество

АО «Самрук-Қазына», Фонд - Акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»

АУПНП и КРС - Атырауского управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин

АУТП - Автоматизированное управление технологическими процессами

БГР-ТБА - Бухарский газоносный регион — Ташкент-Бишкек-Алматы

БРК - Банк развития Казахстана

БТЕ - квадрант

ВВП - Внутренний валовой продукт

ГАО - Государственное акционерное общество

ГБШ - Газопровод Бейнеу-Шымкент

ГДж - Гигаджоуль

Гкал - Гигакалория

ГМТ - газомоторное топливо

ДДС - Движение денежных средств

ДЗО - дочерние и зависимые общества

ДПСКУ - детальный план по совершенствованию корпоративного управления

ДТП - Дорожно-транспортные происшествия (англ. п/а)

ЕЦБ - Европейский центральный банк

ЗАО - Закрытое акционерное общество

Запасы 1Р - Доказанные запасы

Запасы 2Р - Доказанные плюс вероятные запасы

Запасы 3Р - Доказанные плюс вероятные плюс возможные

ЗСГ - Закачка сырого газа

ИСС - Индекс социальной стабильности

ИТ - Информационные технологий

ИЦА - Интергаз Центральная Азия

КА - Комитет по аудиту

КБОТОСУР - Комитет по безопасности, охране труда, окружающей безопасности и устойчивому развитию

кВт - Киловатт-час

КГМ - ТОО «СП «КазГерМунай»

ККТ - Казахстанско-Китайский Трубопровод

КМГ - Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»

КМТФ - Казмортрансфлот

КНИВ - Комитет по назначениям и вознаграждениям

КНР - Китайская Народная Республика

Кодекс, ККУ - Кодекс корпоративного управления КМГ

КПГ - компримированный природный газ

КПД - Ключевые показатели деятельности

КПК - Карачаганакский перерабатывающий комплекс

КПП - Корпоративная программа перестрахования

КПЭ - Ключевые показатели эффективности

КРП - ключевой рискованный показатель

КСУП - Комитет по стратегии и управлению портфелем

КСУР - корпоративная система управления рисками

КТГ - КазТрансГаз

КТГА - КазТрансГаз Аймак

КТГО - КазТрансГаз Өнімдері

КТК - Каспийский Трубопроводный Консорциум

КТЛ - Комплексные технологические линии

КТО - КазТрансОйл

КФ - Комитет по финансам

МВФ - Международный валютный фонд

МГ - магистральный газопровод

МЖП - минимальный жизнеспособный продукт

МИГСУ - Международный институт государственной службы и управления

Млн - миллион

млн тонн - миллион тонн ЗВП - Завод второго поколения

млн тонн н.э. - миллион тонн нефтяного эквивалента

млн бнэ - миллион баррелей нефтяного эквивалента

Млрд - миллиард

млрд куб.ф - миллиард кубических футов

млрд мЗ - миллиард кубических метров

МНК - Морская Нефтяная компания

МП - Малые предприятия

МСФО - Международные стандарты финансовой отчетности

МТ - Мунай Тас

МТК - международный транспортный коридор

МФЦА - Международный финансовый центр «Астана»

НБРК - Национальный банк Республики Казахстан

НГДУ - Нефтегазодобывающее управление

НГК - Национальная горнорудная компания	СКО - Совместно-контролируемые организации(англ п/а)
НДС - налог на добавленную стоимость	СМ - Система менеджмента
НДТ - наилучших доступных техник	СП - совместное предприятие
НК - Национальная компания	СПГ - сжиженный природный газ
НКОК - «Норт Каспиан Оперейтинг Компани»	СРП - соглашение о разделе продукции
НКТН - Национальная компания по транспортировке нефти	СРПСК - Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию
НМСК - Национальная морская судоходная компания	СУГ - Сжиженные углеводородные газы
ННК - Национальная нефтегазовая компания	СУНД - система управления непрерывностью деятельности
НПЗ - Нефтеперерабатывающий завод	СУРиВК - Система управления рисками и внутреннего контроля
ОАО - Открытое акционерное общество	ТОиР - Техническое обслуживание и ремонт
ОГПЗ - Оренбургский газоперерабатывающий завод	ТоиР - Техническое обслуживание и ремонты
ОЗ, ПБ и ООС - Охрана здоровья, промышленной безопасности и охрана окружающей среды	ТОО - Товарищество с ограниченной ответственностью
ООН - Организация Объединённых Наций	ТОРО - техническим обслуживанием и ремонтом оборудования
ОПЕК - Организация стран-экспортеров нефти	трубопроводная компания
ОТОС - Охрана труда и окружающей среды	ТШО - ТОО «Тенгизшевройл»
ОУР - Отчет об устойчивом развитии	Тыс. - тысяч
ОЭСР - Организация экономического сотрудничества и развития	УВС - углеводородное сырье
ОЮЛ - Объединение юридических лиц	УКПГ - установка комплексной подготовки газа
ПАО - Публичное акционерное общество ПКОП – ПетроКазахстан Ойл Продактс	УКПНГ - установка комплексной подготовки нефти и газа «Болашак»
ПБР - Проект будущего расширения	УТТ и ОС - Управление технологического транспорта и обслуживание скважин
ПИИ - Прямые иностранные инвестиции	ЦИТС - Центральная инженерно-технологическая служба
ПКОП - ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»	ЦУР - Цели устойчивого развития
ПНГ - Попутный нефтяной газ	ЧУ - Частное учреждение
ПНХЗ - Павлодарский нефтехимический завод	4ICP - Установка 4го компрессора обратной закачки газа на УКПГ-2
ПО - Производственное объединение	5TL - 5ый нагнетательный трубопровод
ПОРД - Программа оптимизации реальных данных	BP - компания “Бритиш петролеум”
ПСД - проектно-сметная документация	CDP - проект по раскрытию информации о выбросах углерода
ПУУД - Проект управления устьевым давлением	GRI - Глобальная инициатива по отчетности газ
ПХГ - подземное хранилище газа	IPO - первичное публичное предложение
ПЦТ - Программы цифровой трансформации	KGDBN - Снятие производственных ограничений по газу на MBA
РД - Разведка Добыча	MBA - Магистр делового администрирования
РД КМГ - Разведка Добыча «КазМунайГаз»	MIT - Массачусетский технологический институт
РДЭ - рейтинг дефолта эмитента	plc - публичная компания с ограниченной ответственностью
РК - Республика Казахстан	WEC - Всемирный энергетический совет
СВА - Служба внутреннего аудита	
СВД - трубопровод сверхвысокого давлен	
СВК - Система внутреннего контроля	
СЗТК - Северо-Западная	

КОНТАКТЫ

По вопросам взаимодействия с инвесторами

Телефон: +7 (7172) 78 63 43

E-mail: ir@kmg.kz

<http://ir.kmg.kz/>

По вопросам взаимодействия со СМИ

Телефон: +7 (7172) 78 63 92, 78 62 31

e-mail: press@kmg.kz

Центральный аппарат

АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Адрес: Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан,
ул. Д. Кунаева, 8

Телефон: + 7 (7172) 78 61 01 (приемная)

Факс: + 7 (7172) 78 60 00

веб-сайт: www.kmg.kz

Канцелярия

Тел: +7 (7172) 78 92 15 (прием документов)

+7 (7172) 78 62 15, 78-65-49, 78 92 76
(входящая корреспонденция)

+7 (7172) 78-90-91, 90-74-27
(исходящая корреспонденция)

+7 (7172) 78 60 00 (факс)

e-mail: Astana@kmg.kz

По кадровым вопросам

Информация о вакансиях: <http://work.kmg.kz/>

Телефоны: +7 (7172) 78 62 67

+ 7 (7172) 78 92 34

+ 7 (7172) 78 63 31

По вопросам оказания благотворительной помощи

Телефон: +7 (7172) 57-68-98

e-mail: info@sk-trust.kz

По вопросам нарушений законодательства и внутренних нормативных документов КМГ и ДЗО

Телефон доверия: +7 (7172) 78 65 65

(конфиденциальность гарантируется)

e-mail: doverie@kmg.kz

По вопросам нарушения прав и законных интересов работников и содействию разрешения трудовых споров и конфликтных ситуаций

ОМБУДСМЕН

Телефон: +7 (7172) 78 65 60

e-mail: ombudsman@kmg.kz

По вопросам устойчивого развития

e-mail: sustainability@kmg.kz

По вопросам охраны окружающей среды

Телефон: +7 (7172) 78 61 92

e-mail: hse@kmg.kz

По вопросам проведения закупок, местного содержания

Телефон: +7 (7172) 78 64 50

+7 (7172) 78 92 66

Горячая линия группы компаний акционерного общества «Самрук-Қазына»

В соответствии с Политикой инициативного информирования, вы можете сообщить о любых случившихся или предполагаемых фактах хищений, мошенничества, коррупции и других нарушений базовых принципов ведения бизнеса или Кодекса поведения АО «Самрук-Қазына».

Телефон: 8 800 080 19 94

E-mail: sk.hotline@deloitte.kz