



2017

ГODOVOЙ ОТЧЕТ



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY ҚҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Обращение	
1.1.	Обращение председателя Совета директоров	2
1.2.	Обращение председателя Правления	4
2.	Тенденции и вызовы рынка	7
3.	Ключевые события 2017 года	14
4.	Основные производственные и финансовые показатели	16
5.	Бизнес модель КМГ и география бизнеса	23
6.	Стратегия	31
7.	Переход к новой операционной модели: трансформация и приватизация	35
8.	Результаты деятельности	41
8.1.	Запасы и геологоразведка	42
8.2.	Добыча нефти и газа	49
8.2.1.	Добыча нефти	49
8.2.2.	Добыча газа	52
8.2.3.	Крупные операционные активы по добыче	54
8.2.4.	Крупные неоперационные активы по добыче	55
8.2.5.	ГТМ и капитальные затраты по добыче	58
8.3.	Транспортировка	60
8.3.1.	Транспортировка нефти	60
8.3.2.	Транспортировка и маркетинг газа	64
8.4.	Переработка	70
8.4.1.	Переработка углеводородного сырья	70
8.4.2.	Производство нефтепродуктов	74
8.4.3.	Реализация нефтепродуктов	75
8.4.4.	Модернизация казахстанских НПЗ	78
9.5.	Международная деятельность КМГ	82
9.6.	Сервисные проекты	84
9.	Технологии: НИИ ТДБ	87
10.	Социальная и экологическая ответственность	95
11.	Управление рисками	113
12.	Отчет по корпоративному управлению	121



Обращение председателя Совета директоров



Уважаемые акционеры, коллеги, партнеры!

В течение года, полного перемен, АО НК «Казмунайгаз» («КМГ», «Компания») преуспело и стало еще сильнее. Неопределенность на международной арене и изменения в прогнозах по энергетическому рынку привели к значительным колебаниям цен на нефть и валютных курсов. Эти изменения не только стали причиной сложностей и препятствий в нефтяном секторе, но и открыли новые возможности: КМГ укрепил свою позицию в качестве одного из ключевых игроков в сфере добычи нефти и газа в Центральной Азии, Компания стала более сильной и устойчивой.

Успешно противостоять неблагоприятным внешним условиям удается не только благодаря росту цен на нефть: в КМГ происходят значительные перемены, Компания становится более гибкой и стабильной. Эти изменения отражают процессы во всей казахстанской экономике. Страна адаптируется к текущим вызовам и реагирует на них максимально эффективно, чтобы предупредить возможные сложности в будущем. И КМГ отражает успех страны в целом.

В этом году мы стали свидетелями значительных достижений в секторе добычи. Успешно возобновилась добыча на месторождении мирового уровня Кашаган, благополучно реализуются проекты расширения месторождения Тенгиз, а проект Карачаганак остается образцом для подражания в международной энергетической отрасли. В прошедшем году КМГ и ENI подписали соглашение о передаче 50% доли прав на недропользование по разведочному блоку Исатай в пользу ENI. Ожидается, что в ближайшее время начнутся совместные разведочные работы.

НИИ технологий добычи и бурения КМГ продолжает исследования, направленные на улучшение показателей добычи на зрелых месторождениях и разведки новых запасов. Эта работа в будущем позволит увеличить добычу, запасы и сроки эксплуатации нефтяных месторождений.

КМГ продолжает инвестировать как в существующие, так и новые месторождения нефти и газа. Согласно долгосрочной стратегии Компании, эти инвестиции станут залогом процветания КМГ и Казахстана в последующие десятилетия.

КМГ осваивает запасы мирового уровня благодаря квалифицированным отечественным специалистам, качественным отношениям с партнерами и поддержке правительства рационального и устойчивого развития. Благодаря этим факторам Казахстан входит в число наиболее привлекательных нефтегазовых регионов мира. Уверен, наши партнеры высоко оценивают такие результаты, а мы, в свою очередь, признательны за их приверженность делу и инвестиции, которые они уже сделали и продолжают делать.

Наша транспортная инфраструктура, нефте- и газопроводы продолжают развиваться, несмотря на зависимость от баланса спроса и предложений, а также геополитические факторы. Это подтверждается хорошими бизнес показателями и продолжающимися инвестициями в развитие. Нефтегазовая транспортная инфраструктура имеет стратегическую важность для страны и ключевое значение для Группы компаний КМГ. В 2017 году значительно повысилась мощность Азиатского газопровода, был завершен проект расширения Каспийского трубопроводного консорциума на территории Казахстана, а также подписано соглашение о поставке 5 млрд м³ казахстанского газа в Китай.

Что касается переработки нефти, в 2017 году мы завершили модернизацию Павлодарского нефтехимического завода, на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе установлено новое оборудование, начались пусконаладочные работы. Также завершилась первая фаза проекта модернизации Шымкентского нефтеперерабатывающего завода. Эти крупные инвестиционные проекты приведут нефтеперерабатывающие мощности страны в соответствие с международными стандартами.

К концу года КМГ достиг соглашения с независимыми директорами АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») о выкупе ГДР и акций, принадлежащих миноритарным акционерам РД КМГ, делистинге и интеграции РД КМГ с КМГ. Это решение одобрили акционеры РД КМГ. Ожидается, что процесс будет завершен в мае 2018 года и позволит КМГ управлять своими активами по добыче напрямую.

Эта сделка — очередной шаг в переходе КМГ от модели «холдинговой компании» к «управляющей компании», на полное завершение которого потребуется несколько лет.

Основополагающий аспект этой трансформации — повышенное внимание к охране труда и технике безопасности. Совет директоров и Правление стремятся, чтобы все наши сотрудники и подрядчики работали в безопасных условиях и в конце рабочего дня благополучно возвращались домой к своим семьям. Мы пока находимся на ранней стадии реализации этой программы, но уже видим положительные результаты. Их обеспечивают не только системные и процессные улучшения, но и усилия отдельных людей. От имени Совета директоров я хотел бы поблагодарить наших сотрудников за их участие в данном процессе.

Главным драйвером изменений в КМГ является председатель Правления Сауат Мынбаев, который демонстрирует лидерство, мудрость и терпение. Вместе с членами Правления он укрепил бизнес в очень сложный для Компании период. Я благодарю его и его команду за приверженность делу.

Я также хочу поблагодарить Совет директоров КМГ. В частности, мы выражаем благодарность Фрэнку Куйлаарсу, бывшему председателю Совета директоров, и Питеру Лэйну, бывшему председателю Комитета по аудиту, за их почти десятилетнюю службу в Совете директоров. Они были инициаторами изменений, и мы поздравляем их с трансформацией, которая стала возможной благодаря их усилиям.

Кроме того, мы стали свидетелями отставки Берика Бейсенгалиева и Адамаса Илькявичюса, которые на профессиональном уровне представляли нашего акционера — АО «Самрук-Қазына». Я благодарю их за поддержку и за их деятельность в качестве послов для КМГ.

Вместе с тем мы приветствуем в наших рядах нового независимого директора Стивена Уайта. Он привносит свой опыт в сферу разведки и добычи, а также усиливает экспертные знания Совета директоров.

КМГ завершил год более сильной и гибкой компанией. Такие изменения будут происходить все быстрее, что позволит нам с гордостью поддерживать Казахстан в его стремлениях.

Д. К. Уолтон



Обращение председателя Правления



Уважаемые акционеры, инвесторы, партнеры!

Энергетическая безопасность страны, повышение стоимости Компании, обеспечение ее эффективности и финансовой стабильности — эти цели, как и во все предыдущие годы, стоят для нас во главе угла.

Добыча нефти в 2017 году в Казахстане составила рекордные 86,2 млн тонн нефти. Из них на долю КМГ приходится 23,4 млн тонн нефти, что превышает добычу 2016 года на 3,2%. Объем добычи природного и попутного газа составил 8 млрд м³, что больше показателя 2016 года на 8,1%. Основной рост добычи нефти и газа обеспечили месторождения Кашаган, Тенгиз и Карачаганак.

По магистральным трубопроводам было транспортировано 58,5 млн тонн нефти, или на 3% больше по сравнению с аналогичным периодом 2016 года, по морю — 7,0 млн тонн, что на 2% меньше показателя прошлого года, 100,9 млрд м³ газа, что превышает транспортировку 2016 года на 15%.

В отчетном году с учетом операционной доли КМГ переработано 18,2 млн тонн углеводородного сырья, включая зарубежные активы, что на 3% больше показателя 2016 года. На заводах внутри страны было переработано 12,2 млн тонн нефти, или на 2,2% больше, чем в 2016 году.

Положительная динамика роста цен на нефть в 2017 году позволила увеличить выручку на 32% до 2 459 млрд тенге. Чистая прибыль по итогам 2017 года выросла на 44% и составила 519,5 млрд тенге. В бюджет страны и Национальный фонд совокупно по всем налогам и другим платежам было выплачено свыше 580 млрд тенге.

Мы также сохранили социальные гарантии, продолжили работу над повышением эффективности корпоративной системы управления.

В секторе «Разведка и добыча» мы сделали упор на нескольких основных направлениях:

Во-первых, добыча показывает стабильный тренд, происходит некоторый рост за счет Тенгизского и Кашаганского месторождений.

Во-вторых, восполнение и рост ресурсной базы определены одной из приоритетных задач КМГ. Специалисты

Компании совместно с недропользователями работают над подготовкой новых запасов, проводят доразведку, внедряют современные технологии и оптимальные для каждого месторождения геолого-технические мероприятия, внедряют современные технологии строительства скважин. Цель всех вышеперечисленных работ — достижение оптимального финансово-экономического результата.

В секторе «Переработка» в 2017 году завершена модернизация Павлодарского нефтехимического завода. Атырауский нефтеперерабатывающий завод к концу года приступил к тестовым пусконаладочным работам. Шымкентский нефтеперерабатывающий завод завершил первый этап модернизации, второй этап запланирован на второе полугодие 2018 года.

Завершающаяся модернизация отечественных НПЗ — значительный фактор как для стабилизации топливного рынка, так и для экономики страны. На протяжении последних лет для восполнения нехватки ГСМ мы были вынуждены импортировать нефтепродукты из стран ближнего зарубежья. Благодаря модернизации отечественных НПЗ, общая стоимость которой составила порядка 6 млрд долл. США, три основных нефтеперерабатывающих завода страны с 2019 года смогут перерабатывать 16,6 млн тонн углеводородного сырья при полном сырьевом обеспечении. Это полностью удовлетворит внутренние потребности республики в основных видах нефтепродуктов в среднесрочной перспективе.

В секторе «Транспортировка нефти» в 2017 году был завершен проект расширения нефтепровода Тенгиз–Новороссийск «Каспийского Трубопроводного Консорциума».

Мощность нефтепровода увеличена до 67 млн тонн в год, в том числе по транспортировке казахстанской нефти до 53,7 млн тонн в год. В результате суммарная мощность системы магистральных нефтепроводов Казахстана удовлетворяет текущим потребностям нефтяных компаний в транспортировке нефти на экспорт.

В секторе «Транспортировка и маркетинг газа» в 2017 году была достигнута историческая договоренность — старт экспортных поставок казахстанского газа в Китай. Объемы поставок, согласно договоренностям между нашей дочерней компанией АО «КазТрансГаз» и «PetroChina International Company Limited», составляют 5 млрд м³. В перспективе планируется увеличить этот объем до 10 млрд м³.

Компания реализовала большую программу модернизации газовой отрасли. Ввод в строй в 2017 году целого ряда производственных объектов выполнил важную социальную задачу, обеспечив ряд регионов Казахстана отечественным природным газом с западных месторождений. Безусловно, газификация регионов повышает качество жизни населения республики. Мы нарастили транзитный потенциал, диверсифицировали экспортные маршруты транспортировки голубого топлива.

Ощутимые результаты в прошедшем году принесла реализация программы трансформации. В первую очередь это переход на новую операционную модель. Мы верны поставленным перед собой целям, в связи с чем планомерно сокращаем количество уровней управления. Так, в 2017 году реорганизовано АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг» путем присоединения к КМГ. Кроме того, в Компании сформированы бизнес-единицы по профильным видам деятельности, которые концентрируются на производственных операционных задачах.

Что касается финансовой стороны всей деятельности группы компаний КМГ, то в 2017 году завершился длительный период интенсивных капитальных вложений. Мы не ожидаем дальнейшего роста долговой нагрузки. Разработан ряд мероприятий и программ по увеличению дивидендов от дочерних органи-

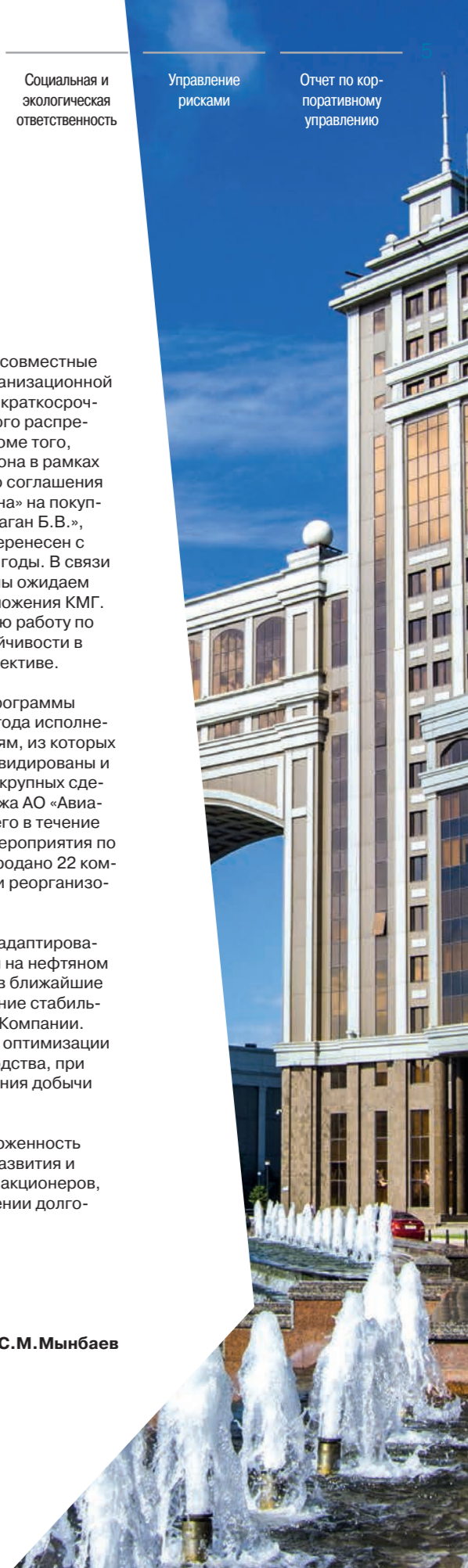
заций, привлечению займов на совместные предприятия, оптимизации организационной структуры, рефинансированию краткосрочных займов в целях равномерного распределения долговой нагрузки. Кроме того, продлен срок исполнения опциона в рамках подписанного дополнительного соглашения между КМГ и АО «Самрук-Қазына» на покупку 50% акций в ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.», принадлежащих Фонду. Срок перенесен с 2018–2020 годов на 2020–2022 годы. В связи со всем вышеперечисленным мы ожидаем стабилизации финансового положения КМГ. Компания провела значительную работу по обеспечению финансовой устойчивости в кратко- и среднесрочной перспективе.

Стоит отметить и результаты программы приватизации. В течение 2017 года исполнены мероприятия по 11 компаниям, из которых пять были проданы, четыре ликвидированы и две реорганизованы. Одной из крупных сделок прошлого года стала продажа АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр». Всего в течение 2015–2017 годов исполнены мероприятия по 34 организациям, из которых продано 22 компании, ликвидированы восемь и реорганизованы четыре компании.

В целом компании группы КМГ адаптировались к постоянным изменениям на нефтяном рынке и ценовой конъюнктуре, в ближайшие годы мы нацелены на обеспечение стабильности финансового положения Компании. Проводится большая работа по оптимизации затрат, автоматизации производства, при этом мы не допускаем сокращения добычи нефти.

КМГ подтверждает свою приверженность выработанному направлению развития и достижению целей стратегии и акционеров, которые заключаются в повышении долгосрочной стоимости Компании.

С.М.Мынбаев





2 ТЕНДЕНЦИИ И ВЫЗОВЫ РЫНКА

ТЕНДЕНЦИИ РЫНКА

Экономика и нефтяная отрасль Казахстана

За годы независимости Казахстан добился стабильного экономического роста, пройдя несколько этапов развития за период чуть больше двух десятилетий. Страна выдержала период низких цен на нефть, девальвацию тенге и замедление роста с ключевыми торговыми партнерами. Экономика постепенно адаптируется к новой среде. ВВП Казахстана на душу населения в 2017 году составил 7 715 долл. США.

ВАЛОВЫЙ ВНУТРЕННИЙ ПРОДУКТ

Объем произведенного ВВП методом производства за 2017 год (по оперативным данным) составил 51 566 764,1 млн тенге и по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился в реальном выражении на 4,0%¹.

Ожидается, что в 2018 году рост ВВП достигнет 3,1-3,5%², что будет подтверждено более высокими мировыми ценами на нефть, увеличением добычи нефти, продолжением финансового стимулирования, а также улучшением экономических показателей с ключевыми торговыми партнерами.

ИНФЛЯЦИЯ

Инфляция в 2017 году составила 7,1%, в 2016 году данный показатель составил - 8,5%¹. Согласно предварительным прогнозам Национального Банка РК стабильные цены на нефть и на зерновые,

Экономические показатели Казахстана:



Показатель инфляции в 2017 году:

7,1 % ▼

Прогноз инфляции для расчета бюджета 2018 года КМГ составил **6%**



Рост ВВП в 2017:

4,0 % ▲

Прогноз роста ВВП на 2018 год составляет **3,1-3,5%**



Средний обменный курс :

326,1 ТЕНГЕ ЗА ДОЛЛАР

Прогноз курса для расчета бюджета 2018 года КМГ составил **340** тенге/долл. США

¹ Комитет по статистике Министерства Национальной экономики РК

² Министерство Национальной экономики РК

снижение инфляционных ожиданий при слабом дезинфляционном давлении со стороны внутреннего спроса приведут к вхождению инфляции в целевой коридор 5-7% в 2018 году.

Прогноз инфляции для расчета бюджета 2018 года КМГ составил 6%.

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ

Средняя цена на нефть марки Brent в 2017 году была на уровне 54,2 долл. США/барр, рост цены в сравнении с 2016 годом составил 23,5%, рост цены в сравнении с 2015 годом - 4%.

Прогноз цены для расчета бюджета 2018 года КМГ составил 55 долл.США/барр.

КУРС ВАЛЮТЫ USD—KZT

Средний курс в 2017 году составил 326,1 тенге/долл. США, снижение курса долл. США по отношению к тенге в сравнении с 2016 годом (341,7 тенге/долл. США) составило 15,66 тенге или 4,5%.

Прогноз курса для расчета бюджета 2018 года КМГ составил 340 тенге/долл. США.

МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Одним из основных факторов, формирующих мировой спрос на нефть, является рост мировой экономики. Согласно прогнозам EIA, темпы роста ВВП до 2021 будут положительными. Население мира продолжает расти. Рост мировой экономики и численности населения вызовет рост энергопотребления. В среднесрочном периоде нефть будет оставаться важнейшим источником энергии, следовательно, падения спроса на нефть не ожидается. Наряду с ростом спроса на нефть наблюдается рост предложения, в основном за счет стран, не входящих в ОПЕК.

После падения цен на нефть в 2014 году наблюдается снижение капитальных затрат на разведку и добычу в мировой нефтегазовой отрасли: с 706 млрд долл. США в 2014 году до 495 млрд долл. США в 2015 году и 355 млрд долл. США в 2016 году. В среднесрочной перспективе прогнозируется умеренное повышение данных расходов, к 2021 году объем капиталовложений в разведку и добычу в номинальном выражении будет на 19% ниже уровня 2014 года (571,86 млрд долл. США)³. Сложившийся тренд по снижению капитальных вложений в



Нефть марки Brent в 2017 году:

54,2
ДОЛЛ. США/БАРР

Прогноз цены для расчета бюджета 2018 года КМГ составил **55** долл.США/барр

³ Источник: IHS Markit, «Расходы на разведку и добычу в мире: анализ рынка», 15 февраля 2017 г. [Global Upstream Spending: Market Analysis, 15 February 2017.]

МИРОВОЙ ПРОГНОЗ ЦЕН НА НЕФТЬ НА 2018 ГОД ОТ АНАЛИТИЧЕСКИХ АГЕНТСТВ

IHS

57 ДОЛЛ.США/
БАРР.

ICE

53 ДОЛЛ.США/
БАРР.

WORLD BANK

56 ДОЛЛ.США/
БАРР.

EIA

60 ДОЛЛ.США/
БАРР.

прирост запасов влияет на сокращение объема производства нефти в среднесрочной перспективе.

ПОЗИЦИИ КАЗАХСТАНА В НЕФТЕ-ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Казахстан добывает нефть с 1911 года и является вторым по величине запасов углеводородов и объему добычи нефти среди бывших советских республик после России.

В 2017 году объем добычи нефти в РК составил 86,2 млн тонн, рост к уровню 2016 года 10,5% (78 млн тонн). Наибольший объем добычи обеспечен в Атырауской и Мангистауской областях.

Основной прирост добычи в 2017 году связан со стабильным ростом на месторождении Кашаган (8,2 млн тонн), а также за счет роста на Тенгизе (28,7 млн тонн) и Карачаганак (11,2 млн тонн).

На 2018 год план добычи нефти РК составляет 87 млн тонн. В 2018 году основной прирост ожидается за счет Кашагана. План добычи на Кашагане составляет 11,3 млн тонн.

При этом ожидается снижение добычи на месторождениях Кызылординской и Актюбинской групп, связанное с позд-

ней стадией разработки и естественным истощением месторождений.

Добыча газа в 2017 году составила 52,9 млрд м³, рост к 2016 году — 14%. План на 2018 год — 53,5 млрд м³.

АО «САМРУК-ҚАЗЫНА»

Акционерное общество «Самрук-Қазына» — Фонд, единственным акционером которого является Правительство Республики Казахстан. Фонд был основан в 2008 году Указом Президента Республики Казахстан и представляет собой коммерческую структуру — инвестиционный холдинг. В 2018 году Фонд разработал новую Стратегию на 2018-2028 годы с миссией по увеличению национального благосостояния Республики Казахстан и долгосрочного устойчивого развития для будущих поколений. В соответствии с новой Стратегией развития АО «Самрук-Қазына» на 2018-2028 гг. КМГ обновит свою Стратегию развития до конца августа 2018 года.

Роль в экономике Казахстана
Фонд «Самрук-Қазына» выполняет свою миссию через управление портфельными компаниями — для увеличения их долгосрочной стоимости и устойчивого развития, а также через осуществление



Добыча нефти в РК в 2017 году:

86,2
МЛН ТОНН

План добычи нефти в РК на 2018 год составляет **87** млн тонн

Добыча газа в РК в 2017 году:

52,9
МЛРД М³

План добычи газа в РК на 2018 год составляет 53,5 млрд м³

инвестиций в развитие приоритетных секторов национальной экономики.

АО «Самрук-Қазына» постепенно движется к тому, чтобы стать фондом мирового уровня. Сегодня, по версии Sovereign Wealth Fund Institute, АО «Самрук-Қазына» с активами 71,2 млрд долл. США⁴ входит в 30 крупнейших суверенных фондов мира. Согласно «Плану развития 2017—2021», в 2021 году активы Фонда достигнут 81 млрд долл. США.

Крупнейшие активы Фонда

В Группу компаний АО «Самрук-Қазына» входят предприятия нефтегазового и транспортно-логистического секторов, химической и атомной промышленности, горно-металлургического комплекса, энергетики, машиностроения и недвижимости.

КМГ занимает 63% в структуре активов и 72% в чистой прибыли АО «Самрук-Қазына»⁵.

Ожидания Фонда (акционера)

Согласно письму ожиданий акционера Фонда, в 2018-2022 году Фонд ожидает от КМГ достижения стратегических целей по эффективности и увеличения стоимости активов, измеряемых с помощью набора стратегических ключевых показателей деятельности.

ОБЗОР ОСНОВНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РК*

Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (в части углеводородов)
27 декабря 2017 года подписан новый Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (Кодекс) и сопутствующий к нему Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования». Кодекс вводится в действие по истечении 6 месяцев после официального опубликования (за исключением отдельных его положений).

Кодекс направлен на привлечение инвестиций в геологоразведку. Упрощен доступ к недропользованию как в нефтегазовом секторе, так и в области твердых полезных ископаемых.

Стимулирование частных инвестиций в геологоразведку

В новом Кодексе упрощен доступ к геологической информации (включая ее безвозмездность) для инвесторов.

В Кодексе сохранена контрактная система на основе конкурса (аукциона), которая в гораздо большей степени защищает интересы инвестора, чем лицензионная система. Также упрощены процедуры проведения конкурса (аукциона) — устранены все существующие

*Кодекс РК «О недрах и недропользовании» и Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс) РК



12 МЕСТО
по запасам нефти и конденсата в мире

15 МЕСТО
по добыче нефти и конденсата в мире

25 МЕСТО
по запасам природного газа в мире

30 МЕСТО
по добыче природного газа в мире

РЕЙТИНГИ КМГ НА КОНЕЦ 2017 ГОДА

MOODY'S

BAA3

S&P

BB-

FITCH

BBB-

⁴ Согласно КФО АО «Самрук-Қазына» по состоянию на 30.09.2017 по курсу на 30.09.2017 года 341,19 тенге/ долл. США

⁵ По состоянию на 30.06.2017 г. по данным АО «Самрук-Қазына» <https://sk.kz/investors/portfolio-companies/>

ющие экспертизы проектов контрактов, контракты подписываются (на основе типовых) компетентным органом с победителями конкурсов в сжатые сроки. Упрощено регулирование перехода права недропользования и связанных с ним объектов.

Предусмотрен полный переход на совмещенные контракты по разведке и добыче, что гарантирует инвесторам, обнаружившим новые месторождения в ходе разведки, окупаемость вложенных инвестиций на стадии добычи.

Дополнительным преимуществом стало устранение существующего института «рабочих программ», переносящих в контракты волатильные прогнозные показатели проектных документов. Это значительно снижает риски утраты контрактов при нарушении таких показателей и упрощает работу недропользователей. Вместо рабочих программ в их текущем понимании предусмотрены программы работ, устанавливающие (как контрактное обязательство) объемы и виды работ на участке недр в период разведки в соответствии с минимальными требованиями, установленными в извещении компетентного органа о проведении аукциона. В программах работ отсутствует детализация (т.е. указаны только минимальные требования по программе работ в рамках контракта), что обеспечивает большую гибкость работы недропользователя (к примеру, решается существующая проблема зависимых скважин и т.п.).

Также в новом Кодексе учтена специфика проведения геологического изучения недр на сверхглубоких горизонтах по проекту «Евразия»⁶: возможность исключительного права на участок

геологического изучения, возможность бурения параметрических скважин.

По новым контрактам Кодекс исключает на стадии разведки все «неналоговые» платежи, существующие согласно Закону 2010 года (обязательства недропользователей по финансированию обучения работников и казахстанских граждан, по финансированию социально-экономического развития регионов, по финансированию научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ). При этом для недропользователей по действующим разведочным контрактам в переходных положениях Кодекса предусмотрена возможность и четкие условия перехода на новые условия недропользования по Кодексу.

Предусмотренные Кодексом специальные нормы по стимулированию инвестиций в геологоразведку сопровождаются также пакетом нововведений в новом Налоговом кодексе (более подробная информация приведена ниже).

Сохранение баланса интересов недропользователей и государства
В целях установления более длительных сроков периода разведки предусмотрено новое понятие «сложных проектов разведки углеводородов».

Кодексом предусмотрены контрактные штрафы за нарушения по закупкам и требования к порядку закупок по крупным проектам (соглашения о разделе продукции). Упорядочен ряд вопросов, касающихся ответственности за нарушения правил закупок как недропользователем, так и его подрядчиками по ранее заключенным контрактам, включая соглашения о разделе продукции.



Инвесторам:

Предусмотрен полный переход на совмещенные контракты по разведке и добыче, что гарантирует инвесторам, обнаружившим новые месторождения в ходе разведки, окупаемость вложенных инвестиций на стадии добычи.

На законодательном уровне предусмотрена новая обязанность недропользователей по обеспечению внутреннего рынка в рамках отчуждения или передачи на процессинг произведенной недропользователем широкой фракции легких углеводородов. А также урегулирована обязанность недропользователя по обеспечению внутреннего рынка через соблюдение графиков, установленных уполномоченным органом.

Дополнительно усилены позиции государства в вопросах обеспечения выполнения недропользователями обязанности по ликвидации последствий недропользования.

Кодексом установлены базовые требования к потенциальным недропользователям (по платежеспособности и опыту — на море).

Налоговый кодекс (ключевые нововведения в части налогообложения недропользователей)
25 декабря 2017 года подписан новый Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс) (Кодекс).

С 2018 года в целях стимулирования активного проведения геологоразведочных работ в Налоговый кодекс внесены изменения, согласно которым недропользователь имеет право компенсировать понесенные с 1 января 2018 года расходы на разведку за счет доходов от

контрактов на добычу, отнеся на вычеты образуемую группу амортизируемых активов, но не выше 25%. Норма будет действовать только при одновременном наличии контрактов на разведку и добычу. Данная норма позволит перераспределить налоговое бремя — уменьшенное на стадии разведки и увеличенное в момент перехода к добыче.

По новым контрактам на стадии разведки исключены все «неналоговые» платежи, существующие согласно Закону РК «О недрах и недропользовании» 2010 года (обязательства недропользователей по финансированию обучения работников и казахстанских граждан, по финансированию социально-экономического развития регионов, по финансированию НИОКР).

Также с 2019 года отменен бонус коммерческого обнаружения. Данное изменение направлено на исключение наказания недропользователя за результат геологоразведки.

Кодексом введен альтернативный налог для недропользователей, реализующих контракты по морским проектам или сверхглубоким месторождениям. Суть состоит в том, что недропользователь, заключивший один из вышеуказанных контрактов, вправе выбрать уплату альтернативного налога взамен платежа по возмещению исторических затрат,

налога на добычу полезных ископаемых, рентного налога на экспорт и налога на сверхприбыль. Такой выбор является однократным и безвозвратным.

В рамках одного контракта на недропользование применяется ставка налога на добычу полезных ископаемых, соответствующая заявленному общему годовому объему добычи по такому контракту на недропользование, независимо от факта передачи (перехода) права недропользования.

При исчислении корпоративного подоходного налога по контрактной деятельности доход от реализации добытого УВС определяется исходя из цены его реализации, но не ниже производственной себестоимости. Исключение составляет реализация нефти на экспорт — если на дату реализации мировая цена нефти ниже производственной себестоимости, — доход определяется по фактической цене реализации (ранее исключения не было).

Доход от реализации газа с 1 января 2018 года определяется исходя из цены реализации без привязки к цене, утвержденной уполномоченным органом.

Также Кодексом введено поэтапное исчисление налога на сверхприбыль.

⁶ Более подробная информация о проекте «Евразия» в главе «Запасы и геологоразведочные работы»

По новым контрактам на стадии разведки исключены все «неналоговые» платежи. С 2019 года отменен бонус коммерческого обнаружения

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ 2017 ГОДА

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА



- Добыча на месторождении Кашаган (одно из крупнейших нефтяных месторождений в глобальном масштабе) возобновилась в 2016 году. В 2017 году Кашаган добыл 686 тыс. тонн нефти к доле КМГ (8,44%).
- В декабре 2017 года Епі и КМГ подписали соглашение о передаче 50% доли прав на недропользование для разведочного блока Исатай в пользу Епі.

ТРАНСПОРТИРОВКА И МАРКЕТИНГ НЕФТИ ГАЗА



- Расширение Азиатского газопровода увеличило мощность с 30 млрд м³ в год до 52 млрд м³ в год.
- В 2017 году производительность газопровода «Бейнеу—Шымкент» доведена до 10 млрд м³ в год.
- В октябре 2017 года завершена реализация проекта по расширению пропускной способности нефтепровода КТК на казахстанском участке до 53,7 млн тонн в год.
- В октябре 2017 года КТГ экспортировал первые кубометры казахстанского газа в Китай в рамках подписанного договора купли-продажи между КТГ и компанией «PetroChina International Company Limited» о поставке до 5 млрд м³ казахстанского газа в течение одного календарного года.
- В сентябре 2017 года подписано Рамочное соглашение между Правительством Республики Узбекистан и Правительством Республики Казахстан, предусматривающее транспортировку нефти в Узбекистан через территорию Казахстана в объеме до 5 млн тонн в год и создание соответствующих трубопроводных мощностей.

ПЕРЕРАБОТКА И МАРКЕТИНГ



- Завершена модернизация Павлодарского нефтехимического завода.
- Атырауский нефтеперерабатывающий завод к концу года приступил к тестовым пусконаладочным работам.
- Шымкентский нефтеперерабатывающий завод завершил первый этап модернизации, окончание второго этапа модернизации планируется во втором полугодии 2018 года.
- Планируется увеличение общей мощности основных трех казахстанских нефтеперерабатывающих заводов с 15,4 млн тонн (до модернизации) до 16,6 млн тонн в год (после модернизации).

ФИНАНСОВЫЕ И ОБЩЕКОРПОРАТИВНЫЕ СОБЫТИЯ



- В апреле 2017 года КМГ выпустил еврооблигации с 5, 10 и 30-летним сроком обращения на общую сумму 2,75 млрд долл. США.
- В августе 2017 года «КМГ Кашаган Б.В.» получила дополнительную предоплату (600 млн долл. США) на погашение второго транша отложенного обязательства по PSA 2008 года.
- В сентябре 2017 года КТГ выпустила еврооблигации на сумму 750 млн долл. США. Средства были использованы для частичного погашения кредита ТОО «Газопровод Бейнеу—Шымкент» в размере 400 млн долл. США и погашения внутригруппового займа в пользу КМГ.
- В октябре 2017 года по результатам обращения КМГ было получено согласие в отношении 2023 нот и 2044 нот по изменению некоторых условий и приведению их в соответствие с облигациями, выпущенными в апреле 2017 года.
- В декабре 2017 года КМГ внес поправки в соглашение о поставках сырой нефти ТШО, продлив срок поставки до марта 2021 года и увеличив размер предоплаты на 1 млрд долл. США.
- В декабре 2017 года между КМГ и АО «Самрук-Қазына» подписано первое дополнительное соглашение к опционному соглашению на покупку 50% акций в ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.», принадлежащих Фонду. Срок исполнения опциона в рамках подписанного дополнительного соглашения был перенесен с 2018—2020 годов на 2020—2022 годы.

2017



2017

КазМунайГаз в цифрах



Макросреда:

Brent, средняя цена
\$54,2/БАРРЕЛЬ

↑ выше на 23,5%
среднего значения за 2016 г.

USD/KZT: средний курс
326,1

↑ укрепление тенге на 4,6%
по сравнению со средним
курсом за 2016 г.

Инфляция:
7,1%

↓ замедление инфляции
по сравнению с 8,5% за 2016 г.

Операционные показатели*:

Добыча нефти и
конденсата:

23 362 ТЫС. ТОНН

486 тыс. баррелей в сутки*

Добыча
природного и
попутного газа:

7 997 ТЫС. М³

Запасы на конец
2017 г:

683 МЛН ТОНН

нефти и газоконденсата

418,8 МЛРД М³

природного газа

Коэффициент
восполнения запасов:

-24%

– 8 млрд.
баррелей
нефтяного
эквивалента**

Транспортировка
нефти:

65 489 ТЫС. ТОНН

Транспортировка
газа:

100 857 МЛН М³

Переработка
нефти с учетом
операционной
доли :

18 207 ТЫС. ТОНН

углеводородного сырья

* Производственные показатели с учетом операционной доли КМГ

** Исключительно в информационных целях применяется коэффициент пересчета 7,6 баррелей нефти и газового конденсата на тонну нефти и конденсата и 6,6 баррелей на тыс. м³ газа. Фактическое количество баррелей может варьироваться от эквивалентов барреля сырой нефти, представленных здесь.

Обращение

Тенденции и
вызовы рынкаКлючевые события
2017 годаОсновные
показателиБизнес модель и
география бизнеса

Стратегия

Переход к новой
операционной
моделиРезультаты
деятельностиТехнологии:
НИИ ТДБСоциальная и
экологическая
ответственностьУправление
рискамиОтчет по кор-
поративному
управлению

2017

КазМунайГаз в цифрах



Финансовые показатели:

Всего
активов:

13 389 млрд тг.

40,3 млрд. долл. США

Собственный
капитал:

6 622 млрд тг.

19,9 млрд долл. США

Чистый
долг*:

1 344 млрд тг.

4 млрд долл. США

Выручка**:

2 459 млрд тг.

7,5 млрд долл. США

Чистая
прибыль:

520 млрд тг.

1,6 млрд долл. США

Операционные денежные
потоки:

399,9 млрд тг.

1,2 млрд долл. США

Доля в чистой прибыли
дочерних и ассоциированных
предприятий:

415 млрд тг.

1,3 млрд долл. США

ЕВИТДА:

1 268 млрд тг.

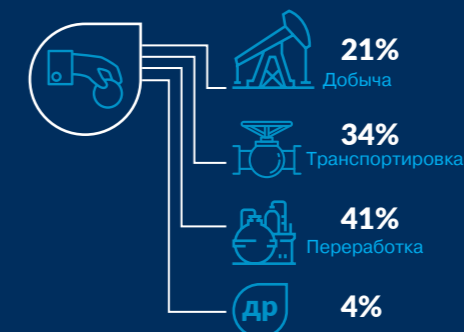
3,9 млрд долл. США

Капитальные вложения
(КВЛ):

637 млрд тг. (\$1,9 млрд)

из них денежные капитальные
затраты **464 млрд тг.**
(\$1,4 млрд)

Распределение КВЛ:



Всего налоги
и платежи:

1 027 млрд тг. (\$3,2 млрд)

из них в бюджет Казахстана
и Национальный Фонд
584 млрд тг. (\$1,8 млрд)

Дивиденды, выплаченные
акционеру в 2017 г.:

58 млрд тг.

176 млн долл. США

*Определён как долг минус деньги и депозиты

**За исключением выручки по прекращенной деятельности

ОПЕРАЦИОННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В 2017 году консолидированный объем добычи КМГ вырос на 3% и составил 23 362 тыс. тонн, или около 486 тыс. баррелей в сутки*. Наибольший объем производства (74%) нефти и газоконденсата пришелся на компании «Тенгизшевройл», «Озенмунайгаз», «Мангистаумунайгаз» и «Эмбаумунайгаз». Объем экспорта нефти составил 17,2 млн тонн, объем внутренних поставок нефти — 6,1 млн тонн.

«Норт Каспиан Оперейтинг Компании» (НКОК), «Тенгизшевройл» (ТШО) и «Казактуркмунай» показали наибольший рост добычи в 2017 году по сравнению с 2016 годом в абсолютном значении. Рост на долю КМГ составил: НКОК +607 тыс. тонн (+768% к показателю 2016 года), ТШО +228 тыс. тонн (+4,1% к показателю 2016 года), «Казактуркмунай» +95 тыс. тонн (+33% к показателю 2016 года).

Объем добычи газа вырос на 8% и достиг 7 997 млн м³. В 2017 году основной объем добычи газа приходился на «Тенгизшевройл», «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (КПО) и «Амангельды Газ» (дочернее предприятие АО «КазТрансГаз» («КТГ»)). Наибольший рост объема добычи газа на долю КМГ обеспечили НКОК + 349 млн м³ и КПО +127 млн м³ (+7,2% к показателю 2016 г.).

РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА

Реализация газа превышает производство КМГ, так как КТГ закупает газ дополнительно. Консолидированный объем закупа газа у недропользователей РК составил 13 421 млн м³, а консолидированный объем реализации — 17 742 млн м³. Из них 28% поставлено на экспорт, 72% на внутренний рынок.

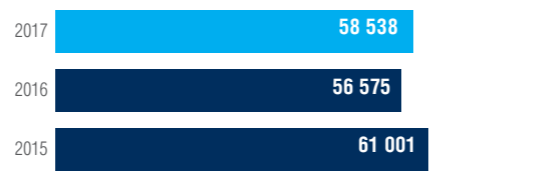
ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА, ТЫС. ТОНН, +3% ГКГ



ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА, МЛН М³, +8%



ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ МАГИСТРАЛЬНЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ, ТЫС. ТОНН, +3,5% ГКГ



*при допущении 7,6 баррелей на тонну нефти

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Объем транспортировки нефти трубопроводами составил 58 538 тыс. тонн, а морским транспортом — 6 951 тыс. тонн. В сегменте транспорта магистральными трубопроводами главным активом КМГ является АО «КазТрансОйл» («КТО»). Из всего объема транспортировки экспорт составил — 47%, внутренние поставки — 32%, транзитные объемы — 21%.

Морская транспортировка нефти осуществлялась в основном через Черное и Каспийское моря.

Объем транспортировки нефти по морю снизился на незначительные 1,8% в 2017 году в сравнении с показателями 2016 года. Динамика изменений объемов поставок имеет нивелирующий характер с перенаправлением объемов поставок по различным маршрутам.

Консолидированный объем транспортировки газа составил 100 857 млн м³, где международный транзит составил около 65%, экспорт — 18%, внутренние поставки 17%. Главные направления прироста поставок газа по сравнению с 2016 годом пришлись на международный транзит газа и экспортные поставки.

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Объем переработки углеводородного сырья на казахстанских заводах с учетом доли вырос на 3% в 2017 году до 12 172 тыс. тонн, что включает в себя 4 724 тыс. тонн на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе, 4 747 тыс. тонн на Павлодарском нефтехимическом заводе, 50% долю КМГ в объеме переработки на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе — 2 343 тыс. тонн; 50% долю КМГ в объеме переработки. На заводе «Caspi Bitum» — 359 тыс. тонн.

Переработка в КМГ I (Петромидия и Вега) составила 6 035 тыс. тонн углеводородного сырья.

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ МОРСКИМ ФЛОТОМ, ТЫС. ТОНН, -1,8% ГКГ



ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА, МЛН М³, +15% ГКГ



ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ С УЧЕТОМ ОПЕРАЦИОННОЙ ДОЛИ⁷, +3%



⁷ По методологии расчета учитывается 100% объема переработки для определения операционных долей АНПЗ, ПНХЗ, румынских НПЗ и 50% для ПКОП и Caspi Bitum.



5 БИЗНЕС МОДЕЛЬ И ГЕОГРАФИЯ БИЗНЕСА

БИЗНЕС МОДЕЛЬ КМГ И ГЕОГРАФИЯ БИЗНЕСА

ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ХОЛДИНГ

Национальная компания «КазМунайГаз» — казахстанский оператор по разведке, добыче, переработке и транспортировке углеводородов, представляющий интересы государства в нефтегазовой отрасли Казахстана.

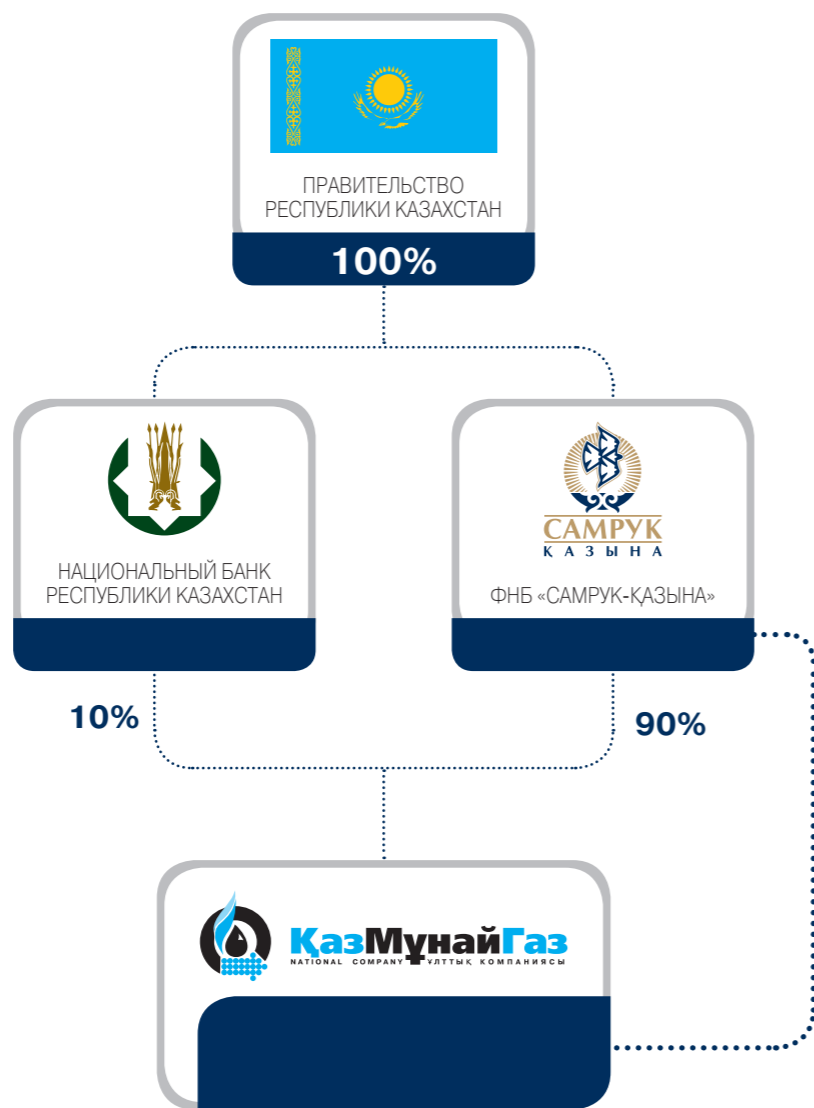
В состав Группы компаний «КазМунайГаз» на конец 2017 года входит 191 организация.

Учредитель КМГ — Правительство Республики Казахстан в лице Комитета государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан. Акционерами КМГ являются АО «Самрук-Қазына» (90%) и Национальный Банк Республики Казахстан (10% + 1 акция).



191 ОРГАНИЗАЦИЯ

входит в Группу компаний «КазМунайГаз» на конец 2017 года



Разведка и добыча

Прирост запасов нефти и газа и развитие ресурсного потенциала за счет континентальной и морских геологоразведок

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Запасы жидких углеводородов — **683** млн тонн (**5,19** млрд баррелей)
На долю КМГ приходится **20%** общих запасов нефти Казахстана на конец 2016 года

Разработка континентальных и морских месторождений и добыча углеводородов

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Добыча нефти и конденсата **23,4** млн тонн — **27%** от общего объема добычи нефти и конденсата в Казахстане (2017 г.)
Добыча природного и попутного газа **8,0** млрд м³ — **15%** от общего объема добычи природного и попутного газа в Казахстане (2017 г.)

Подробная информация представлена в разделе «Запасы и разведка»

Подробная информация представлена в разделе «Добыча»

Сбыт

СБЫТ: ОПТОВАЯ И РОЗНИЧНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Заправочные станции под маркой КМГ в Казахстане и бренд Rompetrol в Европе

14% розничной торговли нефтепродуктами Казахстана рынок в 2017 году.

Реализация нефтепродуктов в общем **3,6** млн тонн, оптовая — **2,4** млн тонн, розничная — **1,2** млн тонн

Подробная информация представлена в разделе «Переработка»

В 2017 году введена в строй первая автомобильная газонаполнительная компрессорная станция в городе Актобе и началась реализация компримированного газа

Транспортировка и хранение

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ

Общая протяженность магистральных нефтепроводов **7 585** км
66,7 млн тонн или **57%** нефти, транспортируемой Казахстаном, было транспортировано магистральными нефтепроводами КМГ в 2017 году

Морская транспортировка представлена 8 нефтеналивными танкерами. Объем морской транспортировки **7,0** млн. тонн

*Операционная доля КМГ включает объемы транспортировки нефти — 100% КТО, 50% ККТ, 51% МТ, 20,75% КТК.

Подробная информация представлена в разделе «Транспортировка»

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Общая протяженность магистральных газопроводов **18 960** км и газораспределительных сетей более **45 000** км

3 крупнейших подземных хранилища газа в Казахстане с общим активным объемом хранения **4,6** млрд м³
100,9* млрд.м³ или **82%**** газа транспортируемого Казахстаном было транспортировано магистральными газопроводами НК КМГ в 2017 году

*Операционная доля КМГ включает объемы транспортировки газа - 100% ИЦА, 100%КТГА, 50%АГП, 50%ГБШ.

**18% приходится на долю партнёров в ТОО «АГП» и ТОО «ГБШ»

Переработка

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Глубина переработки нефти до **80%**

Общий объем переработки углеводородного сырья с учетом операционной доли, включая международные активы — **18,2** млн тонн

Общий объем переработки углеводородного сырья на казахстанских НПЗ с учетом операционной

Подробная информация представлена в разделе «Переработка»

доли — **12,2** млн тонн или **82%** от объема переработки нефти в Казахстане

Общий объем выпуска продукции с учетом операционной доли КМГ, включая международные активы — **17,2** млн тонн

Общий объем выпуска продукции на казахстанских НПЗ в РК — **11,3** млн тонн

Структура Группы компаний КМГ



Разведка и добыча

Организация	Организация по отношению к материнской (ДО,ЗО,СКО)	Доля владения, %
АО РД "КазМунайГаз"	ДО	63.00%
ТОО МНК "КазМунайТениз"	ДО	100%
ТОО «Казахойл-Актобе»	ДО	50%
ТОО «Казахтуркмунай»	ДО	100%
Cooperative KazMunaiGaz U.A.	ДО	100%
ООО "Каспийская нефтегазовая компания"	СП	50%
ТОО "Тенгизшевройл"	СП	20%
N Block B.V.	ДО	100%
ТОО "Н Оперейтинг Компани"	ДО	100%
ТОО "Урихтау Оперейтинг"	ДО	100%
ТОО "PSA"	ДО	100%
ТОО "Сатпаев Оперейтинг"	ДО	100%
ТОО "КМГ Карачаганак"	ДО	100%
ООО «Нефтегазовая Компания Центральная»	СП	50%
ТОО "КМГ-Евразия"	ДО	100%
ТОО "КМГ - Устюрт"	ДО	100%
ТОО "Vecturly Energy Operating"	ДО	50%



Транспортировка и хранение

Организация	Организация по отношению к материнской (ДО,ЗО,СКО)	Доля владения, %
ТОО НМСК "Казмортрансфлот"	ДО	100%
АО "КазТрансГаз"	ДО	100%
АО "КазТрансОйл"	ДО	90%
КОО "Казахстан Пайплайн Венчурс"	СП	49.90%
АО "КТК-К"	АК	19%
ЗАО "КТК-Р"	АК	19%
ТОО "КазРосГаз"	СКО	50%



Переработка и маркетинг

Организация	Организация по отношению к материнской (ДО,ЗО,СКО)	Доля владения, %
ТОО "ҚазМұнайГаз Өнімдері"	ДО	100%
ТОО "АНПЗ"	ДО	99.53%
ТН KazMunaiGaz N.V.	ДО	100%
ТОО "КазМунайГаз - Аэро"	ДО	100%
ТОО "ПНХЗ"	ДО	100%
ТОО "СП Caspi Bitum"	СКО	50%
ТОО "Karagandy CCI"		25%
ТОО "Эр Ликид Мунай Тех Газы"	ЗО	25%
KMG International N.V.	ДО	100%
ТОО "КМГ-Retail"	ДО	100%



Сервис

Организация	Организация по отношению к материнской (ДО,ЗО,СКО)	Доля владения, %
АО "Каскор-Транссервис"	АК	12.87%
АО "Казахстанско-Британский технический университет"	ДО	100%
ТОО "КазМунайГаз-Сервис"	ДО	95.30%
ТОО «KMG - Security»	ДО	100%
ТОО "Тениз Сервис"	СКО	49.00%
ТОО "КМГ Кумколь"	ДО	100%
ТОО «KMG Systems & Services»	ДО	100%
ТОО «KMG Drilling & Services»	ДО	100%
ТОО Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения "КазМунайГаз"	ДО	100%
ТОО "АктауОйлМаш"		25%
ТОО "КазОйлМаш"	ДО	100%
ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan»	СП	50%
ТОО «Oil Transport Corporation»	ДО	100%
ТОО «Мунайтелеком»	ДО	100%
ТОО «Мангистауэнергомунай»	ДО	100%
ТОО «Oil Construction Company»	ДО	100%
ТОО «Oil Service Company»	ДО	100%

ГЕОГРАФИЯ АКТИВОВ КМГ





Контроль качества материалов при проведении количественной интерпретации сейсмических данных

Абзал Кенесары (e-mail: abzal.kenesary@kazmunaigas.kz)
 Нургуль Косназарова (e-mail: nurgul.kosnazarova@kazmunaigas.kz)

Проект разведки, ТОО «Научно-исследовательский институт геологического изучения недр»

АБСТРАКТ

Данная работа описывает применение сейсмической инверсии с целью получения достоверных результатов при расчленении разреза и оценке литологии. Потеря и снижение качества скважинных и сейсмических данных в процессе регистрации кривых, полевых работ и/или в процессе обработки, отсутствие или плохое качество данных геофизических методов ведут к ограничению использования разных алгоритмов сейсмической инверсии. Проведена сейсмическая инверсия на двух месторождениях нефти и газа. Для проведения инверсии использованы разные пакеты скважинных и сейсмических данных. Результат сейсмической инверсии зависит от качества входных данных. Поэтому, до тех пор, пока не будет должным образом уделено внимание к качеству регистрируемой аппаратуры и сейсморазведочных работ, количеству и полноте необходимых методов, особенно важным, является проведение контроля качества данных для количественной интерпретации.

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ



6 СТРАТЕГИЯ

СТРАТЕГИЯ

Миссия КМГ

Будучи нефтегазовым оператором Казахстана, КМГ подтверждает свою приверженность направлению развития и достижению целей: повышение долгосрочной стоимости активов КМГ и содействие модернизации и диверсификации экономики Казахстана.

В качестве своей миссии КМГ определяет для себя обеспечение максимальных выгод для Республики Казахстан от участия в развитии национальной нефтегазовой отрасли путем:

- увеличения стоимости КМГ и обеспечения рентабельности инвестиций;
- фокусирования деятельности на казахстанском нефтегазовом рынке, с рассмотрением потенциальных возможностей расширения бизнеса в ближнем зарубежье;
- обеспечения высокого уровня финансовой устойчивости;
- обеспечения устойчивого развития.

Стратегические приоритеты

Для реализации своей миссии и обеспечения устойчивого развития КМГ будет фокусироваться на трех ключевых стратегических приоритетах:

- усиление финансовой позиции КМГ в краткосрочной и среднесрочной перспективах путем капитальных ограничений и повышения операционной эффективности;

- формирование целевой бизнес-модели КМГ с учетом программы приватизации;
- усиление роли КМГ в качестве ключевого игрока нефтегазовой отрасли Казахстана.

Стратегические цели

В соответствии с ключевыми приоритетами, основными целями Компании являются:

- увеличение объемов добычи и уровня запасов;
- обеспечение возвратности инвестиций;

- создание стоимости и укрепление финансовой устойчивости.

Достижение целей в рамках приоритетов позволит повысить общую эффективность бизнеса и улучшить операционные и финансовые показатели КМГ.

Основные показатели по стратегии

По итогам 2017 года КМГ продемонстрировал нижеследующие результаты по основным стратегическим показателям:

Объем добычи нефти и конденсата:

23,4
МЛН ТОНН

Запасы (A+B+C1):

683
МЛН ТОНН

ROACE⁸:

9.1%

⁸ROACE = (прибыль за год + расходы по вознаграждению, скорректированные на налоговые платежи)/средний задействованный капитал без учета денежных средств и банковских вкладов

Предпринимаемые меры для реализации стратегии

КМГ проводит Стратегические сессии с участием топ-менеджмента на периодической основе, целью которых является рассмотрение статуса реализации Стратегии, актуализацию стратегических инициатив с учетом вызовов мировых тенденций и изменения внешней среды.

В целях эффективной реализации Стратегии и достижения стратегических целей Компания фокусируется на исполнении следующих стратегических инициатив:



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

- Развитие ресурсной базы для обеспечения устойчивого развития в среднесрочной (до 2025 г.) и долгосрочной (после 2025 г.) перспективе.
- Обеспечение роста добычи углеводородов в большей степени за счет органического роста.
- Повышение операционной эффективности добычи:
 - увеличение межремонтного периода;
 - повышение эффективности системы закачки воды;
 - оптимизация программ бурения;
 - повышение эффективности ГТМ;
 - повышение производительности труда.



ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И МАРКЕТИНГ ГАЗА

- Повышение рентабельности бизнес-направления транспортировки и маркетинга газа.
- Развитие транзитного транспортного потенциала и развитие экспортного потенциала в направлении КНР.
- Применение сжиженного углеводородного газа для газификации малых населенных пунктов.



ПЕРЕРАБОТКА

- Подходящая к своему завершению модернизация казахстанских НПЗ позволит обеспечить нефтепродуктами внутренний рынок РК к концу 2018 года. Это так же позволит обеспечить переход на выпуск автомобильного топлива по стандартам К4, К5 в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза в рамках ЕврАзЭС.
- Дополнительным важным фактором является повышение создания стоимости за счет комплексной переработки нефти в светлые нефтепродукты и продукты нефтехимии.



ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ

- Повышение эффективности деятельности нефтепроводного транспорта.
- Повышение объемов транспортировки нефти на действующих мощностях на внутреннем рынке.
- Увеличение загрузки морских нефтетранспортных мощностей



НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ

- Оптимизация и развитие целевого портфеля нефтесервисов.



7 ПЕРЕХОД К НОВОЙ ОПЕРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Переход к новой операционной модели:

ТРАНСФОРМАЦИЯ И ПРИВАТИЗАЦИЯ

В современных реалиях рынка низких цен на углеводороды и быстро меняющихся экономических условий КМГ сталкивается с новыми вызовами для развития бизнеса. С учетом этого приоритетной задачей Компании является переход к новой операционной модели управления бизнесом — от стратегического холдинга к операционной вовлеченности управления дочерними организациями. Эта модель позволит повысить операционную эффективность, производительность и концентрацию на профильном бизнесе, стратегических активах, а также избавиться от непрофильных активов. Для решения этих задач КМГ реализует программы трансформации бизнеса и приватизации непрофильных активов Компании.

ТРАНСФОРМАЦИЯ БИЗНЕСА

Трансформация КМГ — это комплекс системных мер, инициатив и процессов — от добычи до розничной продажи, охватывающих весь вертикально интегрированный холдинг. Акцент сделан на повышении эффективности бизнес-процессов за счет их упрощения и автоматизации, исключения дублирования и бюрократии, увеличения скорости принятия решений, адаптации Компании к сложным рыночным условиям. Компания анализирует мировой опыт ведения бизнеса и внедряет наиболее успешные и эффективные практики, в том числе в области IT.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГРАММЫ ТРАНСФОРМАЦИИ КМГ В 2017 ГОДУ

В 2017 году Программа трансформации вышла на Третью стадию — «Реализация». На этом этапе стояла задача по внедрению ранее выработанных инициатив с учетом производственной,

финансовой, организационной специфики каждой компании группы КМГ. Для успешного выполнения проектов трансформации требовалось вовлечение владельцев бизнес-процессов. С этой целью было принято решение о введении команды трансформации в корпоративный центр. Руководителями проектов выступили признанные лидеры функций по всем бизнес-направлениям. Реализацией инициатив Программы трансформации руководили топ-менеджеры головной компании и дочерних организаций. Также в рамках этого этапа программы эксперты блока трансформации передали опыт и знания, накопленные на предприятиях КМГ.

Кроме того, в 2017 году продолжилось внедрение новой операционной модели Компании, согласно которой КМГ от холдинговой системы переходит к активному управлению производственными активами. По новой операционной модели на первом уровне остается единый корпоративный центр, на втором — дочерние и зависимые организации. Корпоративный центр формирует стратегию, осуществляет планирование и полную инновационную поддержку, а дочерние компании сосредотачиваются исключительно на выполнении производственных планов. Это будет способствовать эффективному принятию решений в Компании, минимизирует бюрократию и упростит процедуры.

В 2017 году завершилась ликвидация субхолдинга АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг» («КМГ-ПМ»), который вошел в состав корпоративного центра в виде дивизиона «Транспортировка, переработка и маркетинг» («ТПМ») нефти.

Новая операционная модель:
активное управление производственными активами

1 УРОВЕНЬ
Единый корпоративный центр



2 УРОВЕНЬ
Дочерние и зависимые организации

ПОРТФЕЛЬ ПРОЕКТОВ ПРОГРАММЫ ТРАНСФОРМАЦИИ

В портфеле Программы трансформации 21 проект относится к так называемым «быстрым победам» («quick wins»), направленным на совершенствование производственной деятельности КМГ, и еще 12 проектов связаны с системно-методологическими изменениями в управленческих и обеспечивающих процессах, с внедрением автоматизации.

В частности, в 2017 году стартовал проект «Трансформация основных бизнес-функций и внедрение ERP», охватывающий корпоративный центр и 13 дочерних зависимых организаций КМГ. На первом этапе проекта будут детализированы описания ключевых бизнес-процессов: бухгалтерского и налогового учета, управленческого учета, управления проектами, казначейства и корпо-

ративных финансов, управления производством, техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР), а также обеспечением товаров, работ и услуг. На втором этапе пройдет автоматизация перечисленных бизнес-функций на базе ERP системы⁹. В конце проекта Компания получит единые стандарты и методологию, детализированные процессы по направлениям, действенные механизмы внутреннего контроля. Высокий уровень автоматизации будет способствовать оптимизации затрат, повышению производительности труда и эффективности деятельности группы компаний «КазМунайГаз».

В прошлом году по проектам «быстрые победы» в производстве зафиксированы успешные результаты:

- внедрение новой модели управления ТОиР в АО «Эмбамунайгаз» и АО «Мангистаумунайгаз»;

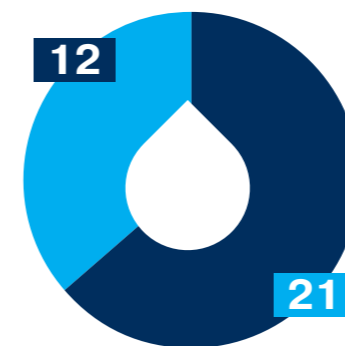
- внедрение концепции «Интеллектуальное месторождение — SanaField»;
- переход на увеличенный межремонтный период на НПЗ (в том числе автоматизация системы ТОРО);
- внедрение программы Lean 6 Sigma/Программы бережливого производства в компаниях дивизиона ТПМ.

Реализация этих проектов идет сейчас. Наиболее успешные инициативы тиражируются на других профильных активах КМГ.

СОЗДАНИЕ ОБЩИХ ЦЕНТРОВ ОБСЛУЖИВАНИЯ (ОЦО)

В 2017 году начали работу ОЦО КМГ по IT и по HR («HR Qyzmet»). В ОЦО по IT в форме отдельного юридического лица выведены

ПОРТФЕЛЬ ПРОЕКТОВ ПРОГРАММЫ ТРАНСФОРМАЦИИ



- Проекты системно-методологических изменений
- Быстрые победы

⁹ ERP-система (Enterprise Resource Planning) — система управления и планирования ресурсами компании

IT-специалисты из нескольких дочерних организаций КМГ для выполнения рутинных операций по IT-сервису. Сейчас ОЦО по IT в режиме «единого окна» уже обслуживает корпоративный центр КМГ, дивизион ТПМ, а также ТОО НИИ ТДБ на основе соглашений об уровне сервиса (SLA). В текущем году начинается тиражирование операционной модели ОЦО по IT в остальных дочерних компаниях дивизиона ТПМ.

«HR Qyzmet», созданный на базе Корпоративного университета «Самрук-Қазына» (КУСК), выполняет функции по работе с кадрами. Центр обслуживает 3,5 тыс. работников девяти компаний Группы компаний «Самрук-Қазына». До конца 2018 года их число вырастет до 28 тыс. человек.

В рамках создания ОЦО по финансовым функциям персонал компаний пилотного дивизиона ТПМ, выполняющий рутинные операции в бухгалтерии, налоговом учете и казначействе, выведут в отдельное юридическое лицо. Эту инициативу реализуют с учетом подготовки необходимой методологии в рамках сопутствующего проекта «Трансформация основных бизнес-функций и внедрение ERP».

Для дочерних компаний КМГ создание ОЦО несет ряд выгод — это снижение уровня расходов на содержание указанных непрофильных вспомогательных функций, улучшение качества сервисных услуг, выполнение бизнес-процессов по единым стандартам и методологиям, повышение доступности информации, необходимой для оперативного принятия решений.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЗАКУПНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В 2017 году была завершена методологическая часть работ по совершенствованию системы закупок и внедрению категорийного управления. Начался переход к практической реализации — созданию Центра компетенций по категорийному управлению.

Перед Центром компетенций поставлена задача снизить расходы на закупочную функцию, сократить сроки проведения закупок и повысить качество покупаемых товаров, работ и услуг.

В 2017 году разработаны и утверждены шесть закупочных категорийных стратегий для КМГ по категориям «Трубы для добычи и бурения», «Нефтедобычные насосы», «Закуп услуг автотранспорта для группы компаний КМГ», «Дизельное топливо», «Катализаторы каталитического крекинга» и «Технические газы». Заключены договоры по категории «Закуп услуг автотранспорта» для группы компаний в г. Астана, экономический эффект от внедрения закупочных категорийных стратегий составил 546 млн тенге. Совместно с Фондом «Самрук-Қазына» ведется работа над новыми закупочными категорийными стратегиями по категориям «Электроэнергия» и «Медицинское страхование».



Экономический эффект от внедрения закупочных категорийных стратегий:

546
МЛН ТЕНГЕ

Выручка от реализации активов в рамках программы приватизации

28,7
МЛРД ТЕНГЕ

ФИНАНСОВЫЕ ВЫГОДЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ТРАНСФОРМАЦИИ

С начала реализации Программы трансформации (2015—2017 гг.) Компания ожидает получить чистые выгоды в размере 62,8 млрд тенге.

ПРОГРАММА ПРИВАТИЗАЦИИ

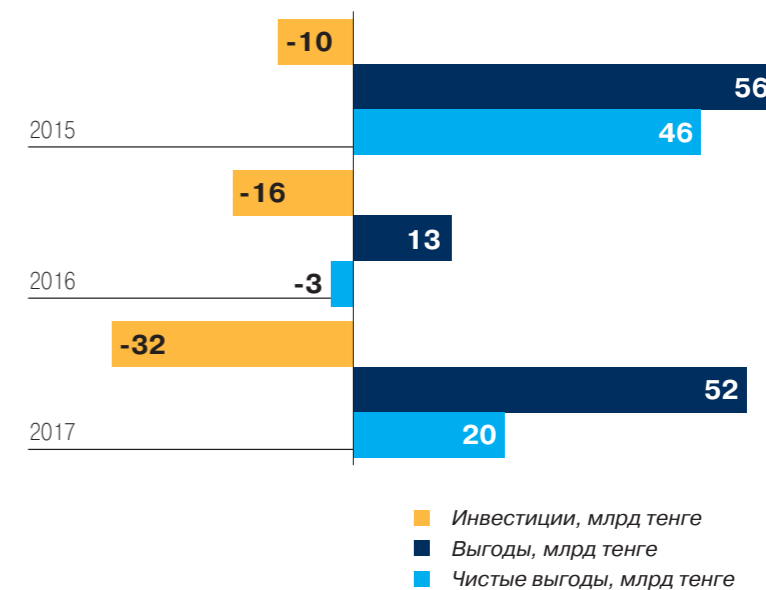
Не менее важный процесс в рамках трансформации бизнеса и оптимизации структуры — приватизация активов, в первую очередь непрофильных. Компания приступила к комплексному плану приватизации еще в 2014 году, тогда планировалось выставить на продажу 27 активов.

В декабре 2015 года Правительство РК утвердило комплексный план по приватизации на 2016—2020 годы. Список приватизируемых предприятий группы компаний «КазМунайГаз» значительно расширился и составил 73 компании. Ряд крупных компаний включен в приоритетный Перечень, для их реализации привлекается независимый консультант. Еще 64 компании подлежат реализации, ликвидации, реорганизации. Стремясь к повышению эффективности своей операционной модели, КМГ приступил к решению этой сложной задачи и избавился от ряда своих активов.

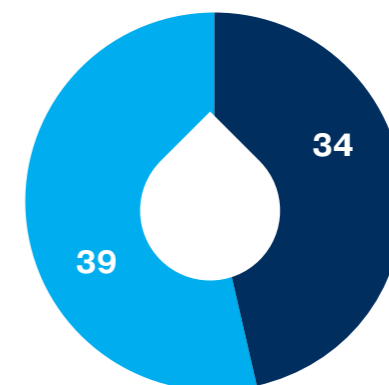
На конец 2017 года 22 актива были реализованы, еще 12 реорганизованы либо ликвидированы. Вырученная сумма составила 28,7 млрд тенге, из них 11,9 млрд тенге — поступления от реализации АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр».

По всем активам, включенным в план приватизации, ведется предпродажная подготовка, оценка с приглашением независимых оценщиков, определяется метод реализации.

ФИНАНСОВЫЕ ВЫГОДЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ТРАНСФОРМАЦИИ



ПРОГРАММА ПРИВАТИЗАЦИИ



■ Реализованные, реорганизованные и ликвидированные активы
■ Активы планируемые к приватизации в 2018—2019 гг.



8 РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ЗАПАСЫ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

ЗАПАСЫ

В последние годы Компания значительно сократила затраты в сфере геологоразведочных работ. Однако портфель группы компаний состоит в основном из зрелых месторождений, из-за чего ресурсная база постепенно истощается. Это приводит к новым вызовам, повышению качества и эффективности работ, поиску решений по восполнению ресурсов, подготовке новых запасов и вводу их в разработку как на новых месторождениях, так и на зрелых по результатам доразведки. Компания занимается поиском перспективных идей в области геологоразведки.

Кроме того, КМГ совместно с НИИ ТДБ изучает Прикаспийский, Устюрт-Бозашинский и Мангышлакский бассейны для подготовки портфеля перспективных блоков на недропользование.

По состоянию на 31.12.2017 года по стандарту Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых РК запасы жидких углеводородов группы компаний КМГ (с учетом долей уча-

ствия) составили 683 млн тонн (5 190 млн барр.) или с учетом природного газа 1 047 млн тонн н.э. (7 954 млн. барр.н.э.).

Достаточность резервов по жидким углеводородам около 30 лет, по природному газу около 40 лет.

Доказанные запасы углеводородов группы компаний КМГ снизились по сравнению с предыдущим годом на 4%, или на 29,2 млн тонн (222 млн барр.) с учетом газа 39,5 млн тонн н.э. (300 млн барр. н.э.). Снижение запасов нефти и газоконденсата в основном произошло за счет годовой добычи, а также в связи с переоценкой запасов месторождения Карачаганак (-9,8 млн тонн). В результате переоценки прирост 4 млн тонн получен на зрелых месторождениях АО «Эмбаунайгаз» (Новобогатинск ЮВ, Забурунье, Акингень, Гран), АО «ПетроКазахстан ИНК» (Кумколь, ЮЗ Карабулак, Западный Тузколь, Кетеказган Северный), ТОО СП «Казгермунай» (Акшабулак), при этом в сумме по компаниям снижение запасов составило 5,8 млн тонн.

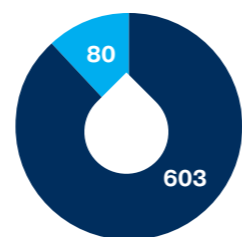
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «КАЗМУНАЙГАЗ» КАТЕГОРИЙ А, В, С1¹⁰

	31.12.2016	31.12.2017	Увеличение / снижение (-)
Газовый конденсат, млн тонн	44,9	43,2	-1,7
Нефть, млн тонн	667,2	639,7	-27,5
Всего (нефть и газоконденсат), млн тонн	712,1	682,9	-29,2
Природный газ, млрд м ³	430,7	418,8	-11,9
Всего, млн барр. н.э. ¹¹	8 255	7 954	-300

¹⁰ В консолидированных запасах КМГ запасы «КМГ Кашаган Б.В.» учтены с долей КМГ в 8,44%. В предыдущих Годовых отчетах компании за 2015-2016 консолидированные запасы НК КМГ учитывались с долей КМГ в «КМГ Кашаган Б.В.» 16,88% (включая долю АО «Самрук-Казына»). Справочно: В октябре 2015 г. АО «Самрук-Казына» приобрел у НК КМГ 50% доли в ЧКОО «КМГ Кашаган Б.В.», оставив за НК КМГ право на обратный выкуп акций, в соответствии с опционным соглашением. НК КМГ владеет 16,88% в компании North Caspian Operating Company (NCOC) в форме соглашения о разделе продукции по Северному Каспию. В декабре 2017 года, срок исполнения опциона на обратный выкуп 50% доли был продлен с периода 2018-2020 гг. на новый период 2020-2022 гг.

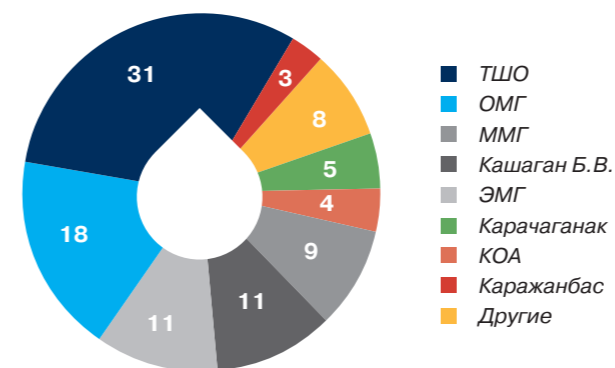
¹¹ При допущении тыс. м³ газа = 6,6 баррелей нефтяного эквивалента, 1 тонна = 7,6 баррелей.

СТРУКТУРУ ЗАПАСОВ НА МОРЕ И СУШЕ

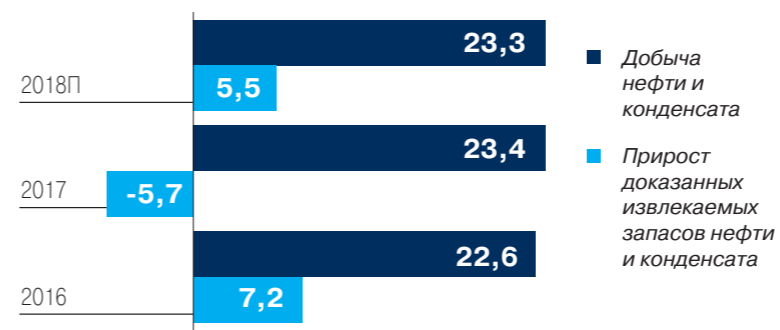


■ Запасы на суше, млн тонн
■ Запасы на море, млн тонн

СТРУКТУРЫ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «КАЗМУНАЙГАЗ» КАТЕГОРИЙ А, В, С1 (С УЧЕТОМ ОПЕРАЦИОННОЙ ДОЛИ КМГ) ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2017, В %



ВОСПОЛНЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА (С УЧЕТОМ ДОЛИ КМГ), МЛН ТОНН



Коэффициент восполнения нефти и конденсата:

32%
В 2016 ГОДУ

-24%
В 2017 ГОДУ

24%
В 2018 ГОДУ (ПЛАН)

Прирост запасов по результатам геологоразведочных работ в 2017 году не получен, при переоценке месторождения Карачаганак запасы снизились. В связи с этим в целом по Компании коэффициент восполнения запасов нефти и конденсата отрицательный.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

В 2015 году АО «Эмбаунайгаз» открыло месторождение Центральное Новобогатинское. Извлекаемые запасы нефти — 1 435 тыс. тонн, из них С1 — 391 тыс. тонн, С2 — 1 044 тыс. тонн. Контракт на разведку / добычу со сроком до 2030 года.

Обзор геологоразведочных проектов

В 2017 году КМГ увеличил объем капитальных затрат на геологоразведочные работы (ГРП) в связи с наращиванием темпов геологоразведки.

В 2017 году ГРП проводились в основных регионах недропользования — на разведочных площадях в Атырауской, Мангистауской и Кызылординской областях на предприятиях Урихтау Оперейтинг, Мангистаунайгаз, Казахойл Актобе, Бектурлы Энерджи, Амангельды Газ, Озенмунайгаз, Эмбаунайгаз и ПетроКазахстан, а также на морских объектах Сатпаев Оперейтинг и Жамбыл Петролеум.

На объектах КМГ активно внедряются новые технологии геологоразведки. Так, в 2017 году на ряде проектов применялись новые низкочастотные вибраторы и высокоразрешающая широкоазимутальная сейсморазведка. Технологию апробировали, получив высококачественные данные, на объектах Жетыбай, Бектурлы Восточный и Узень-Карамандыбас. По итогам полученных данных определяются точки заложения разведочных скважин.

В перспективе эта технология позволит значительно повысить коэффициент успешности разведочного и эксплуатационного бурения.

КМГ с 2016 года проводит работы по геолого-геофизическому анализу и подготовке портфеля перспективных блоков по Прикаспийскому, Устюрт-Бозашинскому и Мангышлакскому бассейнам.

В 2016—2017 годах в рамках данных работ проведена интерпретация основных отражающих горизонтов, создана структурно-тектоническая модель, проанализированы скважинные данные с последующим выделением тектонических ловушек. По Мангышлакскому бассейну в отчетном году был проведен хроностратиграфический анализ, построена седиментационная модель, 1D, 2D и 3D бассейновая модель. В результате подготовлен портфель из 5 и 7 участков для дальнейшего изучения и последующего включения в инвестиционный портфель КМГ.

В 2018 году аналогичные работы будут выполняться на Прикаспийском и Устюрт-Бозашинском осадочных бассейнах.

В отчетном году проведены 3D-МОГТ сейсморазведочные работы на наземных участках Узень-Карамандыбас (разведочный блок), Бектурлы Восточный и месторождения Жетыбай-Бектурлы-Придорожное. В том числе работы по обработке/переобработке и интерпретации данных сейсморазведки с целью уточнения перспективности участков недропользования (блок Н, Амангельды, Жамбыл, Бектурлы Восточный).

В 2017 году пробурена скважина на блоке Сатпаев, 27 разведочных скважин АО «ЭМГ», из которых в 12 получены призна-

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДКУ, МЛРД ТЕНГЕ



ГРП	2016	2017	2018
Количество пробуренных разведочных скважин, ед.	28	50	46
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км*	2 000	-	1 620
Сейсморазведка 3D, тыс. км ²	2 097	4 299	1 850
Открытые месторождения	-	-	-

* В 2017 году сейсморазведка 2D не проводилась

ки и притоки УВ, остальные находятся в бурении/испытании.

Кроме того, в 2017 году внедрены система базы данных мониторинга ресурсов, запасов УВС и затрат и централизованный банк геолого-геофизических и промысловых данных группы компаний КМГ. Данные решения позволяют контролировать движение запасов и ресурсов по всей группе компаний КМГ, анализировать и прогнозировать прирост запасов.

В 2016 году КМГ разработал детальную программу доразведки на 2017—2021 годы. Программа предполагает подготовку предложений по видам, объемам и срокам реализации необходимых мероприятий по доразведке определенных программой

месторождений, включая сейсморазведку 3D и бурение новых скважин, с оценкой возможности использования скважин из существующего фонда, выведенных из эксплуатации по разным причинам (обводненности, аварии, малоедебитности и т.д.). Внедрение программы даст ожидаемый прирост 60,7 млн тонн нефти.

Наиболее важными направлениями в геологоразведке для КМГ являются:

- ◆ Развитие действующих проектов в соответствии с обязательствами по Контрактам на недропользование;
- ◆ Выявление дополнительного потенциала действующих месторождений с целью прироста запасов;

- ◆ Приобретение новых активов по результатам региональных исследований и выявление перспективных участков.

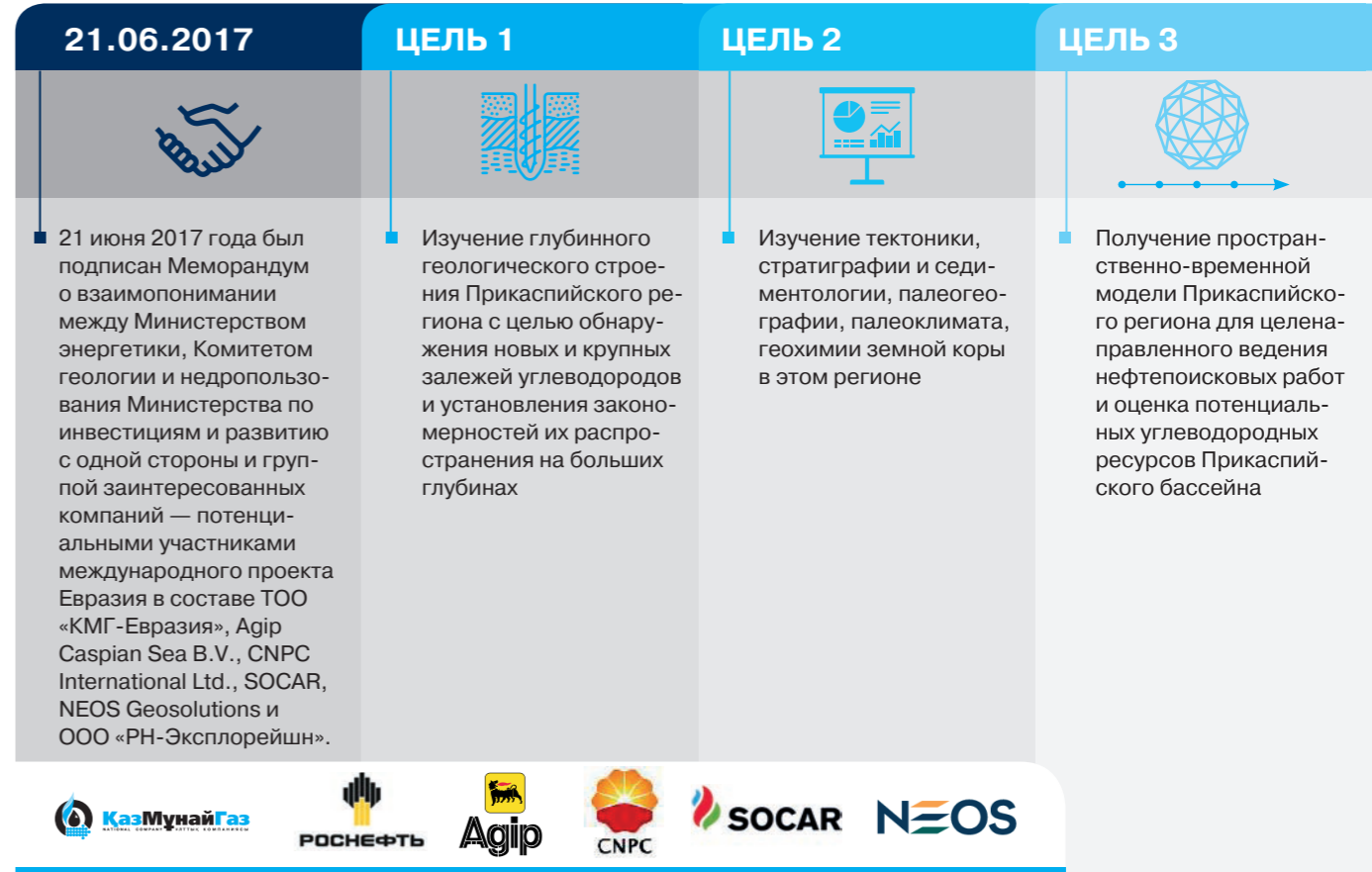
В рамках политики Компании по разделению рисков (кэрри-финансирование) в декабре 2017 года

между КМГ и итальянской компанией Eni завершена сделка по передаче 50% прав недропользования в проекте «Исатай» (морской блок в КСКМ). В начале 2018 года обе компании через совместную операционную компанию начнут проведение

разведочных работ на контрактной территории.

КМГ продолжает процедуры выбора стратегического партнера по проекту «Абай» (морской блок КСКМ). Потенциальными партнерами являются ENI, Exxon Mobil и Shell.

ПРОЕКТ «ЕВРАЗИЯ»



Участники Меморандума обсудили геофизическую и буровую изученность Прикаспийской впадины, порядок доступа к существующей геолого-физической информации, программу работ по проекту, основ-

ные положения контракта на государственное геологическое изучение.

За счет создания международного Консорциума предполагается исследование, в т.ч. бурение наиболее

глубоких, до 15 км, горизонтов недр Прикаспийской впадины.

Обращение

Тенденции и
вызовы рынкаКлючевые события
2017 годаОсновные
показателиБизнес модель и
география бизнеса

Стратегия

Переход к новой
операционной
моделиРезультаты
деятельностиТехнологии
НИИТБСоциальная и
экологическая
ответственностьУправление
рискамиОтчет по корпоративному
управлению

Геологоразведочная деятельность по крупным проектам в 2017 году

Тип проекта (море/суша)	Партнер	Блок	Дата приобретения	Период бурения	Средняя глубина	Статус проекта на 31/12/2017
	ПАО «НК «Роснефть»	Курмангазы	06.07.2005	2006–2009	1801 м	Ведется работа с российской стороны по увеличению площади Контрактной территории, установлению периода разведки продолжительностью 6 лет и возможностью продления периода разведки на срок до 4 лет.
		Н	29.12.2007	2010, 2012, 2014–2015	2500 м	В 2017 г. проведена интерпретация переобработанных 2Д сейсмические материалы по участку Н.
		Жамбыл	21.04.2008	2013–2014	2136 м	В декабре в 2017 г. проведена обработка и интерпретация данных сейсморазведки на участке Жамбыл в объеме 400 полнокр. кв. км. Велась подготовительные работы к бурению в 2018 г. оценочной скважины
	ONGC Videsh Limited	Сатпаев	15.06.2010	2015–2017	3210 м	01.07.2017г. подписано Дополнение к Контракту между Министерством энергетики РК, KMTHONGC Videsh Limited В 2017г. пробурена разведочная скв. глубиной 3 505 м.
	ТОО «Кокел Мунай»	Бектурлы Восточный	17.06.2015			Проведены 3Д- МОГТ сейсморазведочные работы на участке «Бектурлы Восточный», обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3D в объеме 3 54 кв. км.
	Eni S.p.A.	Исатай	26.06.2015			21.12.2017г. между МЭ РК, АО «НК «КазМунайГаз» и компанией «Эни Исатай Б.В.» была оформлена сделка по передаче 50% долей участия в проекте «Исатай» и операторской компании в пользу компании Эни Исатай Б.В
	Union Field Group	Устюрт	26.06.2015			27.10.2017г. КМГ и UnionField Group подписали договор купли- продажи 50% доли участия в ТОО «КМГ Устюрт» в пользу UnionField Group



ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

ДОБЫЧА НЕФТИ

Добыча нефти и конденсата КМГ

Добычу нефти и газового конденсата КМГ осуществляют операционные активы, в которых КМГ принимает непосредственное участие в управлении производственными процессами, а также неоперационные активы, где КМГ имеет свои доли участия, но не вовлечен в производственный процесс данных активов.

К операционным активам КМГ относятся:

- АО «Озенмунайгаз» (100%)
- АО «Мангистаумунайгаз» (50%)
- АО «Эмбаумунайгаз» (100%)

- ТОО «СП «Казгермунай» (66,5%)
- ТОО «Казхтуркмунай» (100%)
- Прочие операционные недропользователи

Среди неоперационных активов КМГ важно отметить участие в трех самых крупных предприятиях по добыче нефти и конденсата в Казахстане на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган, с долями 20%, 10% и 8,44% соответственно. КМГ осуществляет партнерское сотрудничество по добыче нефти на своих неоперационных активах совместно с крупнейшими мировыми нефтяными гигантами: Шеврон, ЭксонМобил, Шелл, Эни, Тоталь, Инпекс, Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC), ЛУКОЙЛ.

Консолидированная добыча нефти и конденсата КМГ в 2017 году составила 23,4 млн тонн (178 млн барр.), или 486 тыс. барр. в сутки, что соответствует плановым годовым показателям. При этом доля операционных активов составила 15,8 млн тонн (120 млн барр.), или 68% от общего количества добытых нефти и конденсата. Соответственно неоперационные активы добыли 7,6 млн тонн (57 млн барр.), или 32% от общего объема. В 2018 году объемы добычи нефти и конденсата планируется сохранить на уровне 2017 года.

По сравнению с 2016 годом добыча нефти и конденсата по группе компаний КМГ увеличилась на 724 тыс. тонн, или на 3,2% (22,6 млн тонн в 2016 г.). Основными драйверами роста преимущественно стали круп-

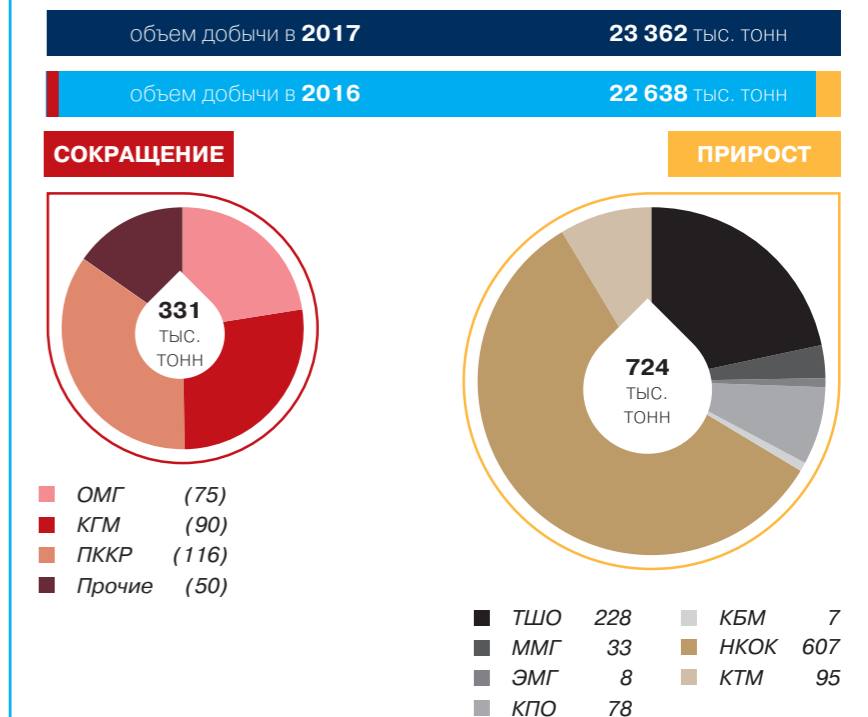
ные неоперационные проекты, которые увеличили кумулятивную добычу с учетом доли КМГ на 913 тыс. тонн, что связано со следующими факторами:

- НКОК (доля КМГ — 8,44%): +607 тыс. тонн за счет постепенного наращивания уровня добычи в течение 2017 года.
- ТШО (доля КМГ — 20%): +4%, или +228 тыс. тонн за счет слаженной работы производственных установок и успешно проведенных плановых капитальных ремонтов.
- КТМ (доля КМГ — 100%): +33%, или 95 тыс. тонн в связи с внедрением оптимальных геолого-технических мероприятий на месторождениях.
- КПО (доля КМГ — 10%): +7%, или 78 тыс. тонн вследствие стабильной и надежной работы технологических установок и успешно проведенных плановых капитальных ремонтов, а также ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин с опережением графика.

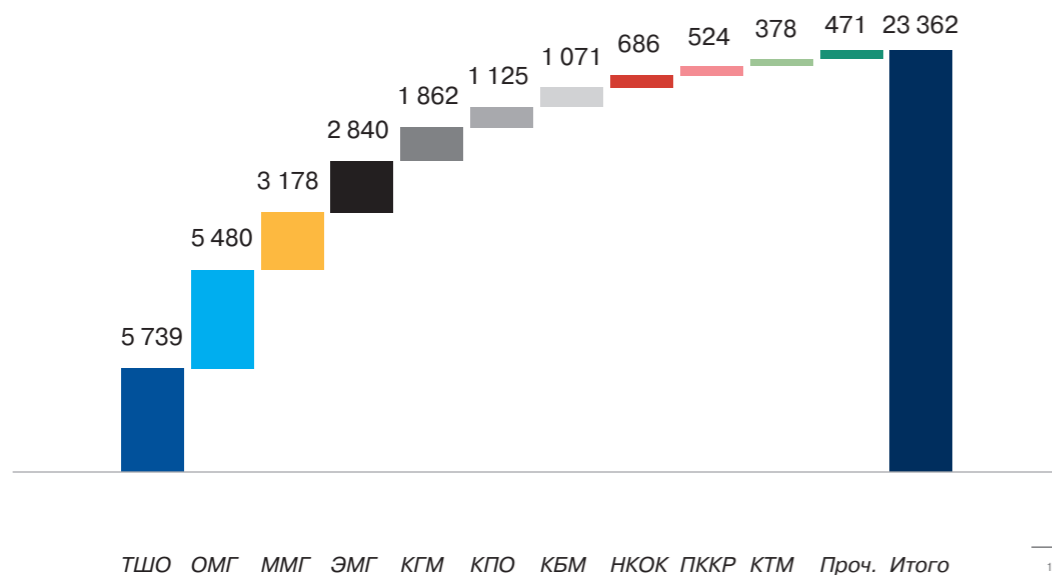
При этом по отдельным активам наблюдалось уменьшение добычи нефти и конденсата:

- ПККР (доля КМГ — 33%), КГМ (доля КМГ — 66,5%): -8%, или 206 тыс. тонн в связи с естественным снижением уровня добычи на месторождениях. В частности, доля добычи КМГ на ПККР сократилась на 18% или 116 тыс. тонн.
- ОМГ (доля КМГ — 100%): -1%, или 75 тыс. тонн в связи с уменьшением количества новых вводимых скважин наряду с уменьшением уровня добычи на текущих скважинах.

СРАВНЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА 2016 И 2017 ГГ., (ТЫС. ТОНН)¹²



ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА С УЧЕТОМ ДОЛИ КМГ (ТЫС. ТОНН)¹²



¹²Добывающие активы КМГ

Параметры операционных активов

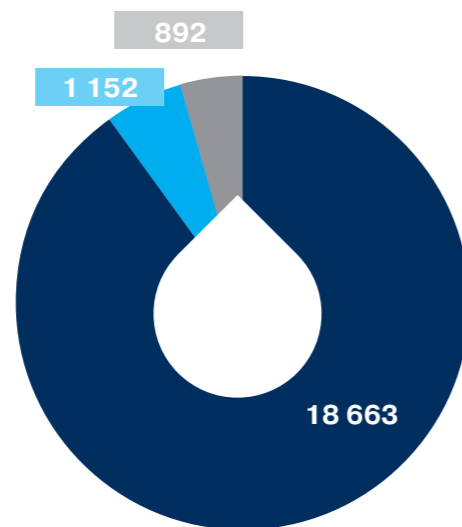
Операционные добывающие активы КМГ представлены преимущественно зрелыми месторождениями, промышленная эксплуатация на которых началась еще десятилетия назад. Общий фонд скважин под операционным управлением в 2017 году составил 16 622 единицы, из которых 11 796 приходится на переходящий фонд скважин. В сравнении с прошлым годом наблюдается небольшое снижение (менее 1%), однако в сравнении с 2015 годом наблюдается рост количества скважин переходящего фонда на 198 единиц, или 2%.

На протяжении последних трех лет 90% от объема добычи нефти и конденсата приходится на добычу от переходящего фонда скважин.

География месторождений простирается от западных до южных областей Казахстана. Технические характеристики добываемой нефти значительно отличаются от региона к региону. Самая тяжелая нефть добывается на Каражанбасмунай с коэффициентом баррелизации 6,69 барр. на тонну. Наиболее легкая нефть добывается в Казгермунае с коэффициентом баррелизации 7,7 барр. на тонну. Нефть, добываемая на крупных неоперационных проектах, еще легче, коэффициент баррелизации приближается к 8 барр. на тонну.

КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН, ОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ КМГ

Количество скважин, ед	2015	2016	2017
Новые скважины	593	464	541
Переходящий фонд скважин	11 598	11 841	11 796
Простаивающие	480	456	631
Нагнетательные	3 546	3 627	3 654
Итого по операционным активам КМГ	16 217	16 388	16 622

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ОПЕРАЦИОННЫМ АКТИВАМ КМГ, %

- объем добычи от переходящего фонда скважин
- объем добычи от геолого-технических мероприятий
- объем добычи от новых скважин

Реализация нефти и конденсата (экспорт, внутренний рынок)**Экспортные поставки нефти**

В отчетном году на экспорт было реализовано 17,2 млн тонн нефти КМГ, что составило 74% от общего объема добытой нефти. По сравнению с 2016 годом экспорт нефти увеличился на 8%. Это связано с увеличением экспортных объемов доли нефти в Кашаганском проекте, а также объемов АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз».

При среднегодовой цене на нефть марки Brent в размере 54 долл. США за баррель усредненные цены продажи нефти в 2017 году составили 49,34 долл. США за баррель. Дисконт цены реализуемой нефти определяется корректировкой в зависимости от качества нефти КМГ.

Поставка нефти на внутренний рынок

На внутренний рынок для переработки на основных нефтеперерабатывающих заводах страны в 2017 году из 23,4 млн тонн добытой нефти было поставлено 6,1 млн тонн, или 26%, что на 9%, или 594 тыс. тонн меньше показателя 2016 года.

Начиная с апреля 2016 года, применяется новая бизнес модель переработки нефти, согласно которой НПЗ работают по установленным тарифам, в то время как поставщики, являясь собственниками нефти и полученных из них нефтепродуктов, реализуют нефтепродукты самостоятельно.

ПОСТАВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КМГ НА КАЗАХСТАНСКИЕ НПЗ, ТЫС. ТОНН

Основные НПЗ РК	2016Ф	2017Ф
АНПЗ	3 058	2 560
ПКОП	598	555
ПНХЗ	2 755	2 655
Caspi Bitum	312	359
ИТОГО	6 723	6 129

ПАРАМЕТРЫ ДОБЫВАЮЩЕГО НАПРАВЛЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВОВ КМГ 2017 ГОДА

	Пористость	Плотность в градусах API	Содержание серы, %	Кол-во месторождений	Средний дебит новых скважин, тн/сутки	Средний дебит переходящего фонда скважин, тн/сутки	Коэффициент баррелизации нефти, баррелей/тонну
АО «Озенмунайгаз»	0,14-0,38	0,836-0,885	0,1-0,2	2	12	4,4	7,23
АО «Эмбамунайгаз»	0,15-0,33	32,6	0,5-1,5	34 (в работе)	10,5	3,7	7,27
АО «Каражанбасмунай»	0,15-0,41	18-20	1,49-1,64	1	3,7	2,3	6,69
ТОО «СП «Казгермунай»	0,10-0,266 (д.ед.)	663-799,5 (кг/см³)	0,07-0,37 (%)	5	63,97	41,37	7,7
АО «Мангистаумунайгаз»	0,09-0,29	20-39	0,02-2,19	15	18	5,8	7,23
ТОО «Казахойл Актобе»	0,077-0,0775	0,824-0,827	0,93-1,19	2	-	17,6 - 22,7	7,5
ТОО «Казахтуркмунай»	0,1-0,18	39	-	6	-	921	7,5

ДОБЫЧА ГАЗА

Добыча газа КМГ

Объем добычи природного и попутного газа КМГ в 2017 году составил 8 млн м³, из которых 2,54 млн м³ приходится на долю операционных активов КМГ.

Значения по добычи газа включают фактический объем добытого газа и не учитывают обратную закачку газа в пласт. Обратная закачка газа применяется для поддержания пластового давления, которое обеспечивает высокий уровень добычи нефти.

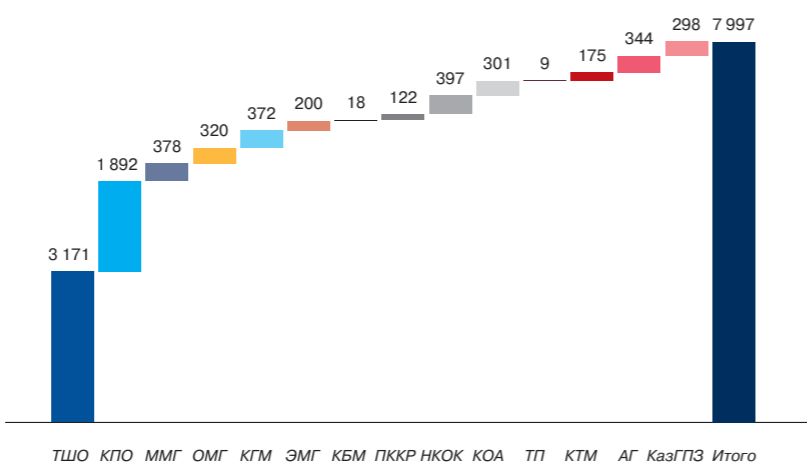
Увеличение добычи газа по сравнению с 2016 годом произошло на 8,1% (+602 млн м³), преимущественно благодаря росту объема добычи крупных неоперационных проектов.

Производство товарного газа

Производство товарного газа в отчетном году составило 1 475,5 млн м³ без учета производства крупных неоперационных проектов. Только на пяти операционных активах КМГ производится товарный газ. Важно отметить, что 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. Поэтому добыча газа у КазГПЗ составляет 298 млн м³, а производство товарного газа в 2017 году составило 612 млн м³.

Производство товарного газа операционных активов КМГ увеличилось кумулятивно на 27 млн м³, или на 2%. Существенный рост наблюдается на КазГПЗ благодаря увеличению поставок сырого газа от других операционных недропользователей, в то время как добыча газа самого КазГПЗ немного сократилась.

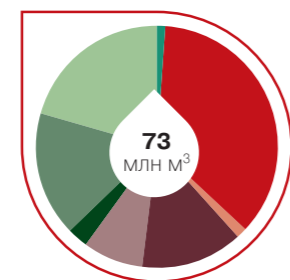
ДОБЫЧА ГАЗА КМГ (МЛН М³)



СРАВНЕНИЕ ДОБЫЧИ ГАЗА 2016 И 2017 ГОДОВ (МЛН М³)

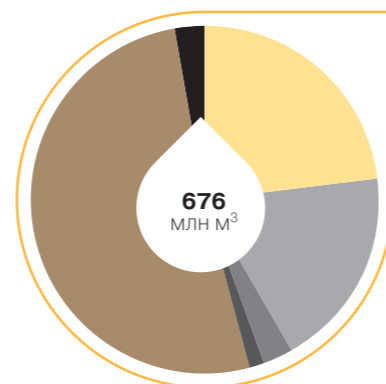


СОКРАЩЕНИЕ



- КГМ (26)
- КБМ (1)
- ПККР (10)
- КОА (6)
- ТП (2)
- КТМ (12)
- КазГПЗ (15)
- ММГ (1)

ПРИРОСТ



- ТСО 156
- КПО 127
- ОМГ 19
- ЭМГ 8
- НКОК 349
- АГ 17

Производство товарного газа снизилось только у ТОО «СП «Казгермунай» в связи со снижением добычи нефти на месторождении. По остальным операционным активам производство выросло.

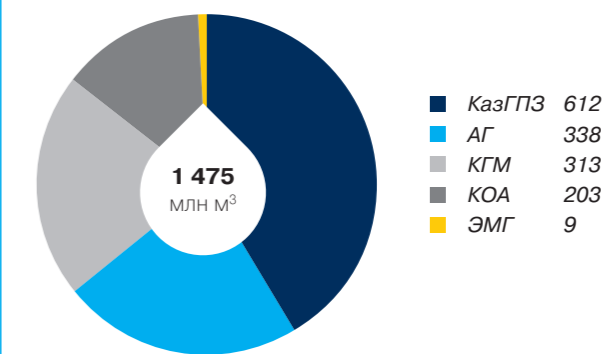
Реализация газа и газовой продукции

В отчетном году операционные недропользователи реализовали 1 372,5 тыс. м³ товарного газа, что незначительно выше показателя прошлого года. Также были реализованы сырой газ, сжиженный газ и сера. Продукция операционных активов преимущественно реализовывалась на внутренний рынок. В реализации продукции не учитывается объем товарного газа, потребляемого недропользователями на собственные производственные нужды. В зависимости от технологических особенностей на эти цели уходит от 5 до 20% произведенного товарного газа.

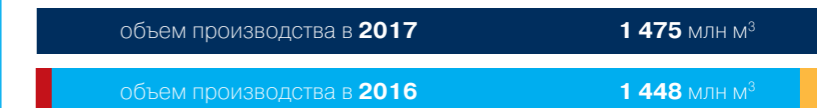
РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА И ГАЗОВОЙ ПРОДУКЦИИ ОПЕРАЦИОННЫМИ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ

Наименование	Ед. изм.	Показатель
Сухой газ (товарный газ)	млн м ³	1 372,5
Сырой газ	млн м ³	679,2
Сжиженный газ	тыс. тонн	419,1
Сера	тыс. тонн	7,0

ПРОИЗВОДСТВО ТОВАРНОГО ГАЗА ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВОВ КМГ В 2017 ГОДУ (МЛН М³)



СРАВНЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ТОВАРНОГО ГАЗА ОПЕРАЦИОННЫХ АКТИВОВ КМГ 2016 И 2017 ГОДЫ (МЛН М³)

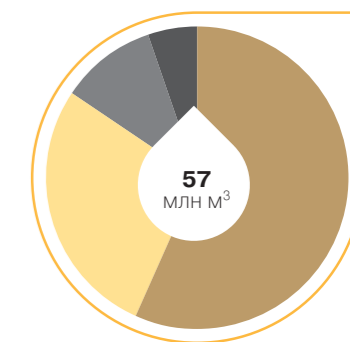


СОКРАЩЕНИЕ



- КГМ (31)

ПРИРОСТ



- КазГПЗ 33
- АГ 15
- КОА 6
- ЭМГ 3

КРУПНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ ПО ДОБЫЧЕ

68% от общего количества добытых нефти и конденсата по группе компаний КМГ приходится на долю операционных активов, в том числе АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и АО «Мангистаумунайгаз»

АО «Разведка Добыча «КазмунайГаз» (РД КМГ)**Добыча**

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») — дочерняя компания КМГ и один из лидеров Казахстана по объему добычи нефти, включает в себя следующие активы:

- ◆ АО «Озенмунайгаз» (100%)
- ◆ АО «Эмбамунайгаз»
- ◆ ТОО «КазГПЗ» (100%)
- ◆ АО «Каражанбасмунай» (50%)
- ◆ ТОО «СП «Казгермунай» (66,5%)
- ◆ АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (33%)
- ◆ АО «Тургай-Петролеум» (16,5%).

Объем добычи РД КМГ с учетом долей в КГМ, КБМ и «ПетроКазахстан Инк.» в 2017 году составил 11 867 тыс. тонн нефти (240 тыс. барр. в сутки), или на 2% меньше, чем в 2016 году. Падение уровня добычи нефти главным образом связано со снижением уровня добычи от переходящего фонда скважин, а также с естественным снижением уровня добычи нефти в ПКИ и КГМ.

Поставки сырой нефти и реализация нефтепродуктов

Реализация ОМГ и ЭМГ в 2017 году составила 8 233 тыс. тонн сырой нефти (163 тыс. барр. в сутки), в том числе 5 700 тыс. тонн (113 тыс. барр. в сутки) сырой нефти на экспорт и 2 533 тыс. тонн (50 тыс. барр. в сутки) сырой нефти на внутренний рынок, что составляет 31% от общего объема реализации. В 2016 году эти показатели были равны 8 404 тыс. тонн сырой нефти, в том числе 4 946 тыс. тонн сырой нефти на экспорт и 3 458 тыс. тонн на внутренний рынок, или 41% от общего объема реализации.

Реализация нефтепродуктов в 2017 году, в соответствии с бизнес моделью переработки нефти, составила 2 388 тыс. тонн нефтепродуктов.

Доля от объемов продаж компаний КГМ, КЖМ и ПКИ, принадлежащая РД КМГ, составила 3 414 тыс. тонн нефти (70 тыс. барр. в сутки), вклю-

чая 1 443 тыс. тонн нефти (28 тыс. барр. в сутки) на экспорт и 1 971 тыс. тонн (42 тыс. барр. в сутки) на внутренний рынок, или 58% от общего объема продаж компаний.

Доля поставок нефти РД КМГ в долях КГМ, КБМ и ПКИ на экспорт от общего объема реализации в 2017 году по сравнению с 2016 годом снизилась с 50 до 42%, доля поставок на внутренний рынок увеличилась с 50 до 58%.

АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ) Добыча

АО «Мангистаумунайгаз» входит в пятерку крупнейших нефтегазовых компаний Казахстана. Добыча нефти и конденсата ММГ в 2017 году составила 6 356 тыс. тонн нефти или на 1% больше, чем в 2016 году. Увеличение объемов добычи связано с перевыполнением планового показателя геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Реализация нефти

Реализация ММГ в 2017 году составила 6 311 тыс. тонн сырой нефти, в том числе 4 463 тыс. тонн (88 тыс. барр. в сутки) на экспорт и 1 847 тыс. тонн (37 тыс. барр. в сутки) на внутренний рынок, что составляет 29,3% от общего объема реализации. В 2016 году данный показатель составлял 23,4%.

КРУПНЫЕ НЕОПЕРАЦИОННЫЕ АКТИВЫ ПО ДОБЫЧЕ**Тенгизский проект**

Соглашение по проекту ТОО «Тенгизшевройл» было подписано 2 апреля 1993 года между Республикой Казахстан и компанией «Шеврон». Лицензия на разведку и добычу углеводородов выдана ТШО в 1993 году сроком на 40 лет.

Основной вид деятельности ТШО — разведка, добыча и реализация углеводородного сырья с месторождений Тенгиз и Королевское в Атырауской области.

В настоящее время партнерами ТШО являются «Шеврон» (50%), «ЭксонМобил» (25%), АО НК «КазМунайГаз» (20%) и «ЛукАрко» (5%).

Производственно-финансовая деятельность ТШО

В 2017 году добыча нефти ТШО составила рекордные 28 697 млн тонн, превысив годовой план на 1 127 млн тонн. Это на 1 141 млн тонн больше, чем в 2016 году. Такого результата удалось добиться благодаря стабильной и надежной работе заводов по закачке сырого газа, по комплексной технологической линии, завода второго поколения и успешно проведенных плановых капитальных ремонтов.

Реализуемые проекты

5 июля 2016 года Партнеры ТШО приняли окончательное решение о финансировании Проекта будущего расширения / Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД), в рамках которого предполагается строительство нового завода по переработке нефти мощностью 12 млн тонн в год и объектов обратной закачки сырого газа мощностью 9,4 млрд м³ в год, строительство новой системы сбора продукции скважин, объектов повышения

давления, инфраструктурных и вспомогательных объектов.

Стоимость ПБР/ПУУД оценивается в 36,8 млрд долл. США. Ввод в эксплуатацию объектов ПБР/ПУУД запланирован на июнь 2022 года. Прогнозируемое казахстанское содержание при реализации проекта составляет 32%.

В рамках ПБР/ПУУД уже создано более 30 тыс. рабочих мест в Казахстане, предусмотрены меры по обучению и подготовке кадров, при эксплуатации новых производственных объектов ПБР/ПУУД будет создано еще около 700 постоянных рабочих мест.

**ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТШО**

	2016	2017
Добыча нефти, млн тонн	27,5	28,7
Добыча газа, млрд м ³	15,1	15,9
Производство сухого газа, млрд м ³	8,8	9,2
Закачка газа, млрд м ³	3,0	3,1

Доля операционных активов, в том числе АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и АО «Мангистаумунайгаз», в общем количестве добытых нефти и конденсата по группе компаний КМГ

68%

Северо-Каспийский проект

Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию («СРПСК») было подписано 18 ноября 1997 года.

Участниками (подрядными компаниями) соглашения являются: КМГ Кашаган Б.В. (16,88%), Эни, Тоталь, ЭксонМобил, Шелл (все по 16,81%), Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) (8,33%), Инпекс (7,56%).

Обязанности Оператора осуществляет компания North Caspian Operating Company N.V., действующая от имени подрядных компаний по СРПСК.

На контрактной территории по СРПСК находятся месторождения Кашаган, Каламкас-море, Актоты, Кайран и Юго-Западный Кашаган.

Кашаган

В 2017 году на месторождении Кашаган продолжались работы по стабилизации и наращиванию уровня добычи с главным приоритетом на безопасности, охране окружающей среды и надежности оборудования.

За 2017 год фактическая добыча нефти составила 8 286 тыс. тонн при плане 7 722 тыс. тонн (+564 тыс. тонн), или 107,3% от плана. Превышение плановых показателей по добыче нефти обусловлено вводом в эксплуатацию системы обратной закачки сырого газа в пласт в августе 2017 года. Добыча газа составила 4 799 млн м³ при плане 4 937 млн м³ (-138 млн м³), или 97,2% от плана, что связано со снижением фактического газового фактора от плана. В ноябре 2017 года начался экспорт серы.

Среднесуточный уровень добычи нефти в 2017 году составил 22,8 тыс. тонн/сутки, при этом максимальный достигнутый уровень добычи составил 36,8 тыс. тонн/сутки. По состоянию на 31 декабря 2017 года Оператор выполняет мероприятия по стабилизации уровня добычи, продолжают работы по пуско-наладке и вводу в эксплуатацию технологического оборудования на морском и наземном комплексах.

Реализуемые проекты

Для дальнейшего увеличения уровня добычи нефти (до 450 тыс. барр/сутки) планируется реализовать проект по расширению мощностей по обратной закачке газа. Проект планируется выполнить в два этапа (первый этап — модернизация двух текущих компрессоров закачки газа, второй этап — дополнительный компрессор закачки газа на одном из существующих буровых островов). В настоящее время определяется оптимальная концепция проекта.

Выкуп доли КМГ Кашаган Б.В.

Согласно условиям Дополнительного соглашения к Опционному соглашению, подписанному между Кооперативом «КазМунайГаз» У.А. (на 98,88% принадлежит «НК КМГ») и Фондом «Самрук-Қазына», срок исполнения опциона на выкуп 50% доли в «КМГ Кашаган Б.В.» продлен с периода 2018—2020 годов на новый период 2020—2022 годов.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СКП

	2016	2017
Добыча нефти, млн тонн	1,0	8,3
Добыча газа, млрд м ³	0,6	4,8
Закачка газа, млрд м ³	0	0,3

**Добыча нефти Кашагана:**

8 286
МЛН ТОНН

**Выполнение плана по добыче нефти Кашагана:**

107,3%

Карачаганакский проект

Карачаганакский проект реализуется в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции, подписанного 18 ноября 1997 года сроком на 40 лет с момента вступления его в силу (27 января 1998 г.).

Распределение долевого участия между подрядными компаниями: Шелл (29,25%), Аджип (29,25%), Шеврон (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и КМГ (10%).

Компании Шелл и Аджип являются единым Оператором проекта.

Показатели производственной деятельности

В 2017 году добыча жидких углеводородов составила рекордные 11 247 млн тонн (104,6%), что выше годового плана на 0,492 млн тонн и больше на 0,781 млн тонн в сравнении с 2016 годом. Причиной стали стабильная и надежная работа технологических установок после проведения планово-предупредительных работ в 2016 году, а также ввод в эксплуатацию добывающих скважин раньше запланированного графика.

Проекты дальнейшего развития

Для дальнейшего увеличения уровня добычи нефти планируется реализовать проект расширения Карачаганака. В настоящее время проект находится на стадии выбора концепции. Реализация предполагается в несколько этапов. Первый этап предусматривает бурение новых и капитальный ремонт существующих скважин, строительство объектов по подготовке газа и установку дополнительных компрессоров для увеличения объемов обратной закачки газа, строительство необходимых вспомогательных объектов и пр.

**ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАРАЧАГАНАК**

Показатели	2016	2017
Добыча жидких УВ, млн тонн	10,5	11,2
Добыча газа, млрд м ³	17,7	18,9
Закачка газа, млрд м ³	8,0	9,3

Добыча нефти Карачаганака:

11 247
МЛН ТОНН

Выполнение плана по добыче нефти Карачаганака:

104,6%

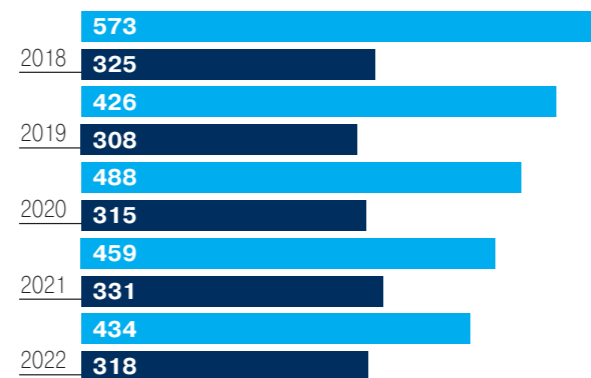
ГТМ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ДОБЫЧЕ

В целях уменьшения естественного снижения уровня добычи на месторождениях и выполнения производственных планов на 2018—2022 годы запланирован ряд геолого-технических мероприятий.

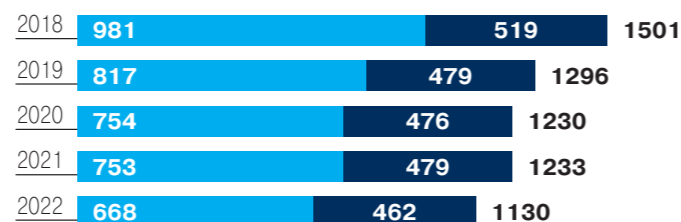
Так, в 2016 году в рамках усовершенствования геолого-технических мероприятий на предприятии ТОО «Казахтуркмунай» была разработана и внедрена пилотная программа по стабилизации и увеличению добычи нефти с применением эффективных геолого-технических мероприятий и международных стандартов и оборудования, доступного в Казахстане. Проект разработан КМГ совместно с ТОО «НИИ Технологии Добычи и Бурения» и ТОО «Казахтуркмунай». В числе данных мероприятий — оптимизация системы разработки месторождений, спуск электроцентробежных насосов, которые установили на 14 скважинах. Следующий вид мероприятий — это гидроразрыв пласта, который также активизирует работу нефтяных и газовых скважин и увеличивает приемистость нагнетательных скважин.

Мероприятия по гидроразрыву пласта и установка электроцентробежных насосов на скважинах обеспечили рост добычи нефти с 663 до 1 060 тонн в сутки. В 2017 году Казахтуркмунай организовал комплекс детальных исследований на месторождениях. Параллельно активно изучался мировой опыт внедрения инновационных технологий в добыче нефти, при этом особое внимание уделялось развитию кадров. В дальнейшем запланированы мероприятия по оптимизации системы разработки. За счет них планируется обеспечить стабильную добычу в течение пяти лет на уровне 357 — 360 тыс. тонн.

КОЛИЧЕСТВО СКВАЖИН ДЛЯ ГТМ



ЭФФЕКТ ОТ ГТМ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ, ТЫС. ТОНН



■ ГТМ для действующего фонда скважин
■ Бурение новых скважин

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ (ВКЛЮЧАЯ ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДКУ), МЛРД ТЕНГЕ



В результате данной пилотной программы добыча нефти на Казахтуркмунай в 2017 году увеличилась на 60% по сравнению с 2015 годом с 242 тонн до 387 тонн.

Положительный опыт планируется тиражировать на другие операционные активы КМГ с учетом особенностей каждого месторождения.

В течение 2018—2022 годов КМГ планирует провести геолого-технические мероприятия с целью снижения естественного снижения добычи и достижения целей добычи нефти для Озенмунайгаз, Эмбамунайгаз, Каражанбасмунай, Казгермунай, Мангистаумунайгаз, Казахтуркмунай, Казахойл Актобе:

- ◆ Бурение новых эксплуатационных скважин
- ◆ Геолого-технические мероприятия для текущего фонда скважин:
 - ◆ оцифровка депозитов;
 - ◆ гидроразрыв;
 - ◆ обработка соляной кислотой;
 - ◆ переходы вверх / вниз - лежащие горизонты;
 - ◆ прострелочно-взрывные работы;
 - ◆ зарезки боковых стволов;
 - ◆ перфорация, инициация и прострелы.

В целом по операционным активам группы компаний КМГ в нефтегазодобыче размер вложений по бурению и геолого-техническим мероприятиям для поддержания и расширения уровня добычи нефти и конденсата в 2017 году составил 140 млрд тенге, что на 20 млрд тенге, или на 16%, больше показателя предыдущего года.

Размер капитальных вложений в нефтегазодобычу КМГ составил в 2017 году 135,2 млрд тенге, что на 10% меньше показателя предыдущего года и почти на половину меньше показателя 2015 года. Капитальные затраты уменьшаются в соответствии со стратегией по оптимизации затрат, с целью укрепления финансовой устойчивости КМГ.



Положительный опыт планируется тиражировать на другие операционные активы КМГ с учетом особенностей каждого месторождения.

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА

Транспортировка нефти

Обеспечение энергетической безопасности страны во многом зависит от развития нефтетранспортной инфраструктуры. Существующая транспортная инфраструктура обеспечивает транспортировку нефти на нефтеперерабатывающие заводы Казахстана и экспорт, а также имеет транзитные возможности.

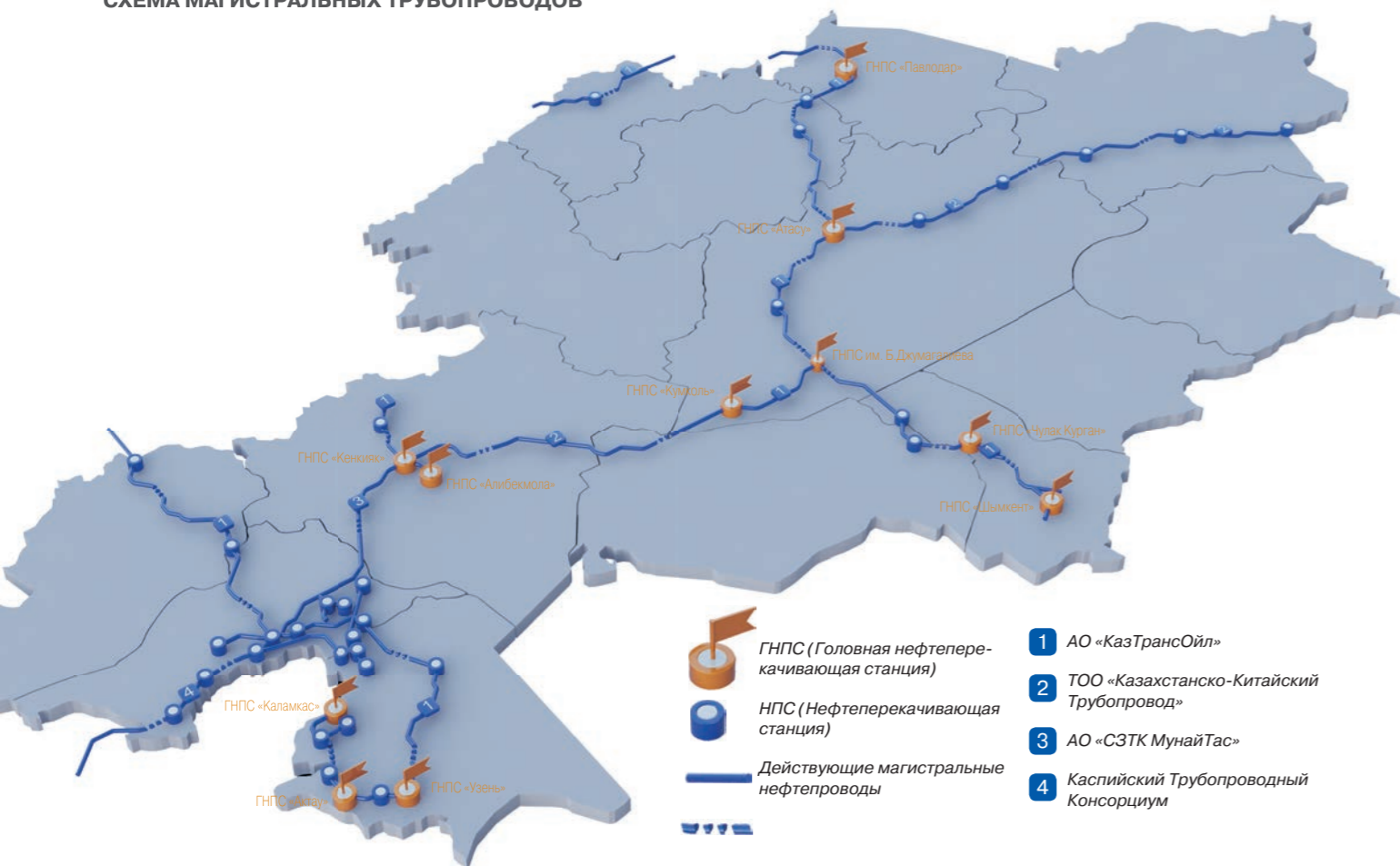
Направление транспортировки нефти в КМГ представлено двумя видами — транспортировка магистральными трубопроводами (осуществляется дочерней организацией АО «КазТрансОйл») и транспортировка морским флотом (осуществляется дочерней организацией ТОО «НМСК «Казмортрансфлот»).

ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ МАГИСТРАЛЬНЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

КТО (90%) осуществляет эксплуатацию крупнейшей сети нефтепроводов в Казахстане общей протяженностью 7 585 км:

- ♦ КТО — 5 377 км

СХЕМА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



- ♦ Казахстанско-Китайский Трубопровод (КТО 50%, CNODC 50%) — 1 759 км

- ♦ МунайТас (КТО 51%, CNPC E&DC Ltd 49%) — 449 км

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам в 2017 году обеспечивалась 40 нефтеперекачивающими станциями, 67 печами подогрева нефти, резервуарным парком для хранения нефти общим объемом 1 391 тыс. м³.

В 2017 году консолидированный объем транспортировки нефти увеличился по сравнению с показателями 2016 года на 3,5% (1,96 млн тонн) и составил 58,5 млн тонн. В основном это связано с увеличением транзита российской нефти в направлении КНР и увеличением сдачи нефти с месторождения Кашаган.

Объем транспортировки нефти на экспорт в 2017 году снизился на 4% (0,9 млн тонн) в связи с уменьшением сдачи нефти добывающими компаниями.

Объем поставки нефти на внутренний рынок увеличился на 3% (0,4 млн тонн) благодаря увеличению объема переработки нефти на НПЗ Казахстана.

Объем транзита нефти в 2017 году увеличился на 44% (3,1 млн тонн) за счет роста объема транспортировки российской нефти в направлении КНР по договору между КТО и ПАО «Роснефть».

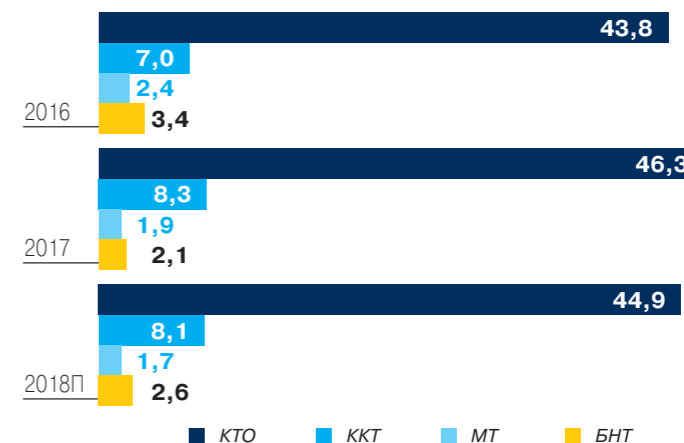
Снижение объемов перевалки нефти на Батумском нефтяном терминале на 38% (1,3 млн тонн) связано с уменьшением объемов сдачи углеводородного сырья грузоотправителями.

В 2018 году планируется снижение консолидированного объема транспортировки нефти на 2% (1,2 млн тонн), что в

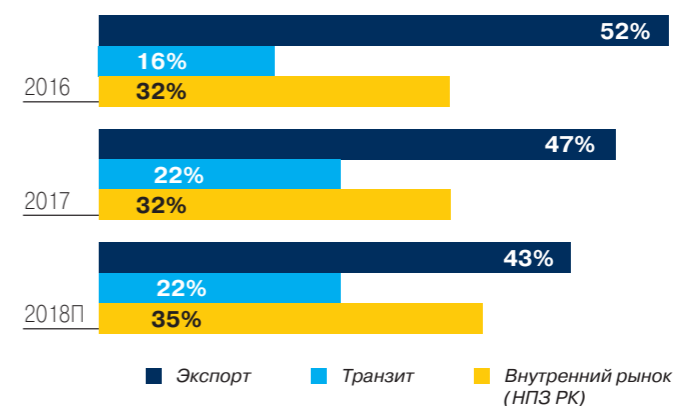
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОТЯЖЕННОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПО СРОКАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2017 Г.), ТЫС. КМ

Срок эксплуатации	Тыс. км
До 10 лет (включительно)	1,9
От 11 до 20 лет (включительно)	2,4
От 21 до 30 лет (включительно)	0,7
От 31 до 40 лет (включительно)	2,2
Свыше 40 лет	0,4
Итого	7,6

ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ (С УЧЕТОМ ДОЛИ КМГ), МЛН ТОНН



ДИНАМИКА И СТРУКТУРА ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ КТО



основном связано с уменьшением сдачи нефти добывающими компаниями.

Планируемые мероприятия на 2018 год

- Продолжение переговоров между российской, казахстанской и узбекской сторонами по вопросам поставок сырой нефти в направлении Узбекистана.
- В рамках проекта расширения нефтепровода Казахстан—Китай, а также обеспечения возможности поставки западно-казахстанской нефти на нефтеперерабатывающие заводы Казахстана планируется проработка вопросов по реализации проекта реверса нефтепровода Кенкияк—Атырау.

ОБЗОР КАПИТАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

Капитальные вложения в новые производственные проекты в основном были направлены на реконструкцию и расширение нефтеперекачивающей станции им. Н. Шманова, реконструкцию головной нефтеперекачивающей станции «Кенкияк», а также строительство необслуживаемых автоматизированных узлов связи.

Основные капитальные вложения на поддержание текущего уровня производства были направлены на замену труб на нефтепроводе Узень—Атырау—Самара, реконструкцию ВНС-5 водовода Астрахань—Мангышлак, капитальный ремонт нефтепровода Туймазы—Омск—Новосибирск-2, модернизацию системы измерения показателей количества и качества нефти на головной нефтеперекачивающей станции Павлодар и приемно-сдаточном пункте Шымкент, реконструкцию нефтепровода Каламкас—Каражанбас—Актау. Эти работы направлены на поддержание и улучшение

технического состояния существующей нефтепроводной системы, минимизацию рисков возникновения простоев, аварий и внеплановых ремонтных работ, а также будет способствовать повышению надежности и улучшению качества предоставляемых услуг.

Каспийский трубопроводный консорциум

КМГ владеет 20,75% в проекте «Каспийский Трубопроводный Консорциум» («КТК»), который является одним из приоритетных направлений экспортных поставок казахстанской нефти. Нефтепровод КТК общей протяженностью 1 510 км (из них 452 км — казахстанский участок) соединяет казахстанское нефтяное месторождение Тенгиз и нефтерминал «Южная Озереевка» на Черном море (вблизи порта Новороссийск).

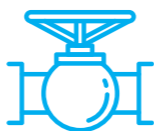
В 2017 году трубопроводом КТК транспортировано 55,1 млн тонн нефти, в том числе 49,6 млн тонн казахстанской нефти.

Одним из значимых событий 2017 года в сфере нефтетранспортной инфраструктуры стало завершение реализации проекта по расширению пропускной способности КТК на казахстанском участке до 53,7 млн тонн в год. Это позволит обеспечить экспорт увеличивающихся объемов добычи казахстанской нефти на мировые рынки.

Морская транспортировка нефти

Основные действующие маршруты морской транспортировки нефти находятся в акватории Каспийского, Черного и Средиземного морей.

На конец 2017 года в производственных активах КМТФ находилось шесть нефтеналивных танкеров дедеветом 12 000–13 000 тонн на Каспийском море и два



Общая протяженности нефтепроводов

7 585

нефтеналивных танкера типа «Aframax» на Черном море.

В 2017 году произошло незначительное снижение объема морской транспортировки нефти на 2% (130 тыс. тонн), в связи с переориентацией танкеров по маршруту Махачкала—Баку, Туркменбаши—Баку—Махачкала.

В 2018 году также ожидается снижение объема морской транспортировки нефти по сравнению с 2017 годом на 5% (320 тыс. тонн), что обусловлено отсутствием гарантированных объемов и контрактов по направлению Актау—Баку, Махачкала—Баку.

Обзор капитальных проектов

Проект «Строительство трех буксиров для Проекта Будущего Расширения ТОО «Тенгизшевройл»

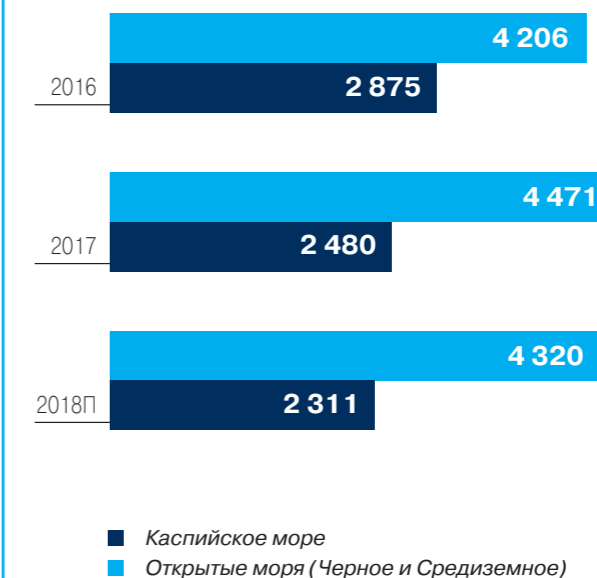
Проект реализуется в рамках создания морской транспортной системы для Проекта будущего расширения (ПБР) и Проекта управления устьевым давлением (ПУУД) ТШО. Буксиры обеспечат проводку судов в судоходном канале Маршрута транспортировки грузов.

КМТФ является одним из основных подрядчиков на ПБР ТШО по транспортировке модулей и проводке судов на канале Маршрута транспортировки грузов в районе порта Прорва.

В рамках ПБР в июле 2017 года КМТФ подписал контракты на строительство трех буксиров с ведущей судовой верфью Damen.

КМТФ провел приемку двух буксиров «Эмба» и «Талас» в сентябре 2017 года, построенных с опережением срока. Строительство третьего буксира «Иргиз» завершится в первой половине 2018 года.

МОРСКАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ



КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ, МЛРД ТЕНГЕ



Проект «Строительство трех барж Каспийского класса (MCV) для Проекта будущего расширения ТШО»

Проект также реализуется в рамках создания морской транспортной системы для ПБР — ПУУД, самоходные баржи обеспечат перевозку всех технологических модулей, произведенных в РК.

В июле 2016 года КМТФ подписал контракты на строительство трех самоходных барж с ведущей судовой верфью Vard.

КМТФ в августе 2017 года провел приемку двух барж «Барыс» и «Беркут». Завершение строительства третьей баржи «Сункар» ожидается в январе 2018 года.

Пополнение состава флота шестью судами позволяет КМТФ усилить свои позиции на рынке поддержки морских нефтегазовых операций. Более того, данные суда будут востребованы в обустройстве будущих месторождений в казахстанском секторе Каспийского моря.



18 960
КМ

Общая протяженность магистральных газопроводов



45
ТЫС. КМ

Протяженность газораспределительных сетей КТГ

Транспортировка и маркетинг газа

Диверсификация маршрутов экспорта газа является одним из приоритетных направлений деятельности Компании. За последние несколько лет КМГ продолжил активное совершенствование системы газопроводов, направив значительные инвестиции в проекты по строительству магистральных газопроводов, расширению и модернизации газораспределительных сетей. Это позволило обеспечить регионы страны природным газом, исключить зависимость от импортных поставок газа, открыть новые экспортные маршруты.

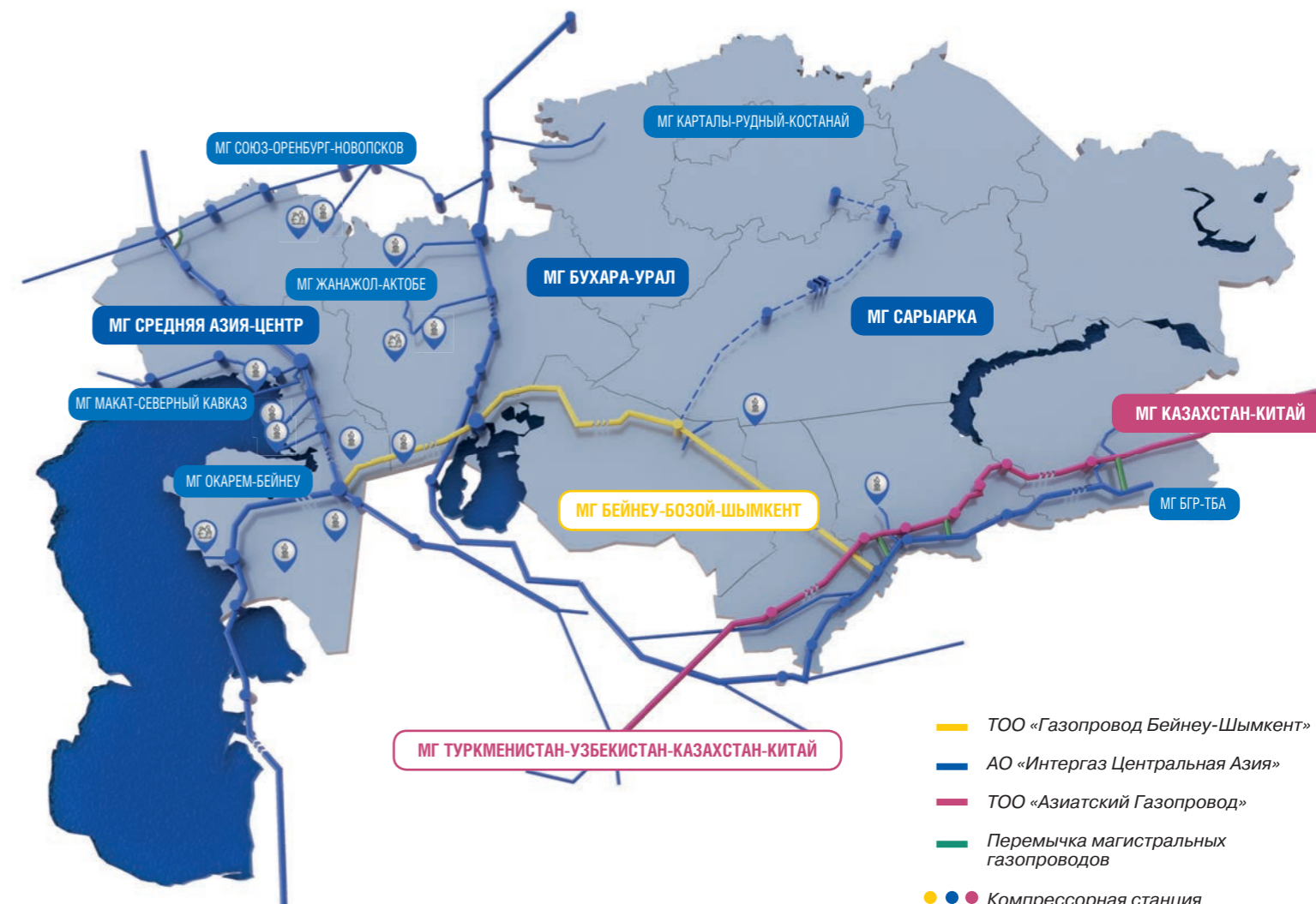
Газотранспортная система группы компаний «КазТрансГаз» и подземные хранилища газа обеспечивают высокую надежность и гибкость поставок газа. Центрально-Азиатский газопровод — самый короткий маршрут из газодобывающих регионов Центральной Азии (в

основном Туркменистан и Узбекистан) в Китай и Европу (через Россию).

КТГ осуществляет эксплуатацию крупнейшей сети магистральных газопроводов в Казахстане общей протяженностью более 18 960 км с годовой пропускной способностью до 160 млрд м³ и газораспределительных сетей протяженностью более 45 000 км. КТГ управляет тремя крупнейшими подземными хранилищами газа в Казахстане с общим активным объемом хранения 4,6 млрд м³.

Транспортировка газа по магистральным газопроводам в 2017 году обеспечивалась 38 компрессорными станциями и 342 газоперекачивающими агрегатами с общей мощностью 2 157,264 МВт.

ГАЗОПРОВОДНАЯ СЕТЬ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОТЯЖЕННОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ КТГ ПО СРОКАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2017 Г.), ТЫС. КМ

До 10 лет (включительно)	6 948
От 11 до 40 лет (включительно)	5 225
Свыше 40 лет	6 787
Итого	18 960

В 2017 году объем транспортировки увеличился на 14,7% (9,8 млрд м³). Увеличение произошло за счет роста транзита потоков газа ПАО «Газпром» среднеазиатского транзита (на 5,7 млрд м³) и транспортировки газа на экспорт.

В 2017 году впервые казахстанский газ начал экспортироваться в Китай — самый перспективный и емкий рынок сбыта в Азии. За счет этого объем транспортировки газа на экспорт в 2017 году увеличился на 3,4 млрд м³ (34%) в сравнении с результатами прошлого года. Транспортировка газа на экспорт осуществлялась преимущественно с месторождений Тенгиз и Кашаган.

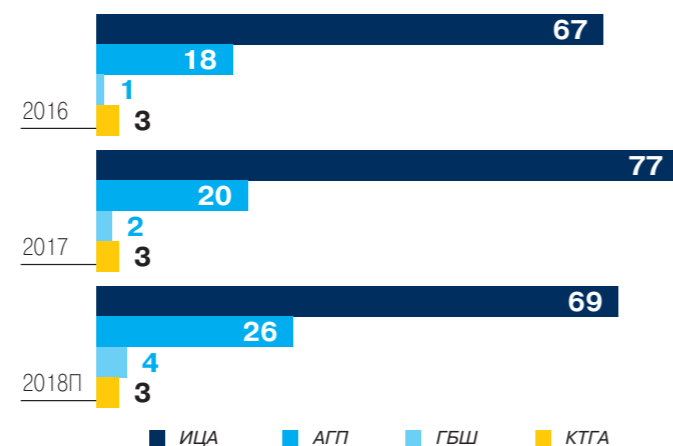
ОБЗОР КАПИТАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

В 2017 году успешно завершены работы по следующим инвестиционным проектам:

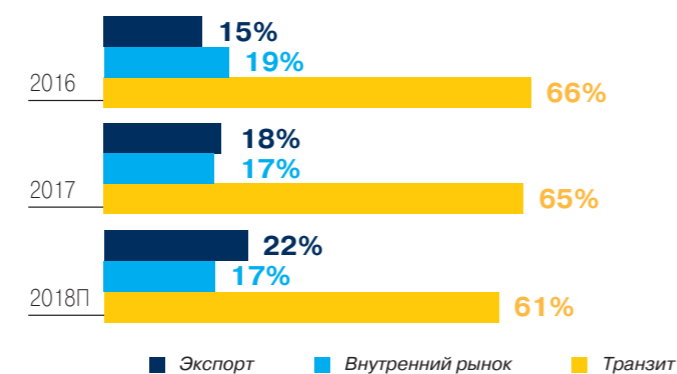
- ♦ Газификация населенных пунктов и модернизация газораспределительных сетей Актюбинской области;
- ♦ Строительство компрессорной станции «Караозек» в Кызылординской области;
- ♦ Строительство автомобильной газонаполнительной компрессорной станции в г.Актобе;
- ♦ Строительство магистрального газопровода высокого давления «Установка подготовки газа от месторождения Кожасай до магистрального газопровода Бухара — Урал в Актюбинской области.

В отчетном году за короткие сроки был произведен запуск четырех мощных, высокотехнологичных компрессорных

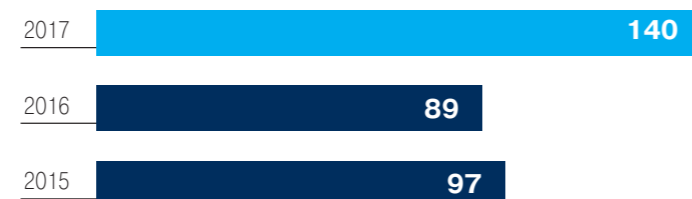
ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА (С УЧЕТОМ ДОЛИ КМГ), МЛРД М³



ДИНАМИКА И СТРУКТУРА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА



КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В ТРАНСПОРТИРОВКУ ГАЗА, МЛРД ТЕНГЕ



станций на транснациональных магистральных газопроводах Казахстан — Китай и Бейнеу — Бозой — Шымкент. Это позволило организовать экспортную, увеличить транзитную и внутреннюю транспортировку газа. С вводом в эксплуатацию данных компрессорных станций мощность магистрального газопровода Казахстан — Китай доведена до 52 млрд м³/год, а мощность магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент доведена до проектных показателей 10 млрд м³/год. Достигнутая мощность магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент позволило КТГ решить две важные задачи — обеспечить стабильные поставки газа на юг и начать экспортные операции по направлению КНР. В рамках подписанного Договора между КТГ и компанией «PetroChina International Company Limited» осуществляется поставка до 5 млрд м³ казахстанского газа в год на экспорт в Китай.

Введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция «Акыр-Тобе» с возможностью подачи газа в объеме до 2 млрд м³ газа в год из магистрального газопровода «БГР-ТБА» в магистральный газопровод Казахстан — Китай.

Впервые запущена самая мощная в Казахстане автоматизированная газораспределительная станция в городе Актобе, которая способна обеспечить газом половину региона.

Планируется продолжение работ в рамках долгосрочных инвестиционных проектов по модернизации газораспределительных сетей Тараза,

а также газификации Мангистауской и Костанайской областей.

Вместе с этим, в целях газификации северных и центральных регионов РК в 2017 году КТГ заключен договор на разработку проектно-сметной документации строительства магистрального газопровода «Сарыарка».

ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ ПО КАПИТАЛЬНЫМ ПРОЕКТАМ

В целях постепенного наращивания и обеспечения стабильных поставок казахстанского газа на экспорт в

Китай в объеме до 10 млрд м³ в год к 2019 году планируется реализовать следующие инвестиционные проекты:

- ♦ Расширение мощности магистрального газопровода Бейнеу — Бозой — Шымкент до 15 млрд м³ в год.
- ♦ Увеличение производительности ниток А и В магистрального газопровода Казахстан — Китай до 40 млрд м³ в год путем строительства дополнительных компрессорных станций.



ГАЗИФИКАЦИЯ РЕГИОНОВ

В рамках программы газификации регионов КТГ продолжает работы по газификации и модернизации населенных пунктов РК.

В 2017 году завершены работы по проекту «Газификация населенных пунктов и модернизация газораспределительных сетей Актюбинской области». В рамках проекта газифицировано десять населенных пунктов Актюбинской области с 3 202 новыми абонентами.

В настоящее время продолжается реализация проектов:

- ◆ «Модернизация газораспределительной сети г. Тараза»;
- ◆ «Модернизация, реконструкция и новое строительство газораспре-

делительных сетей населенных пунктов Мангистауской области». На начало 2018 года по проекту газифицировано пять населенных пунктов с 1 577 новыми абонентами.

- ◆ «Расширение газификации населенных пунктов Костанайской области». На начало 2018 года в Костанайской области в рамках реализации проекта газифицировано шесть населенных пунктов с 403 новыми абонентами.

РАЗВИТИЕ ГАЗОМОТОРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

ПАО «Газпром» совместно с China National Petroleum Corporation (CNPC) и КМГ прорабатывают вопросы строительства заправок сжиженного и компримированного природного газа на международном

транспортном маршруте, проходящем по территории Российской Федерации, Республики Казахстан и Китайской Народной Республики.

Реализация проекта позволит сделать экономически более оправданной транспортировку грузов и пассажиров автомобильным транспортом между странами — участниками проекта и странами Европейского Союза. Если при использовании морского коридора время нахождения в пути доходит до 45 суток, а по Трансибу 14 суток, то по коридору Европа — Китай от порта Ляньюньгань до границ с европейскими государствами время в пути составит порядка 10 суток. Также проект обеспечит трансфер технологий по производству, транспортировке и регазификации СПГ на территорию Республики Казахстан, придаст импульс для дальнейшего

развития рынка КПГ, а в дальнейшем позволит газифицировать удаленные от магистральных газопроводов населенные пункты в северных и восточных регионах методом «виртуального газопровода».

В 2017 году введена в строй новая автомобильная газонаполнительная компрессорная станция в городе Актобе, которая способна обеспечить компримированным газом (сжатым метаном) до 300 автобусов и более 2 000 легковых автомобилей на КПГ в сутки.

Национальный газовый оператор ведет большую работу в регионах РК в рамках «Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике».

Целью этой работы является улучшение экологии за счет перевода автотранспорта на более экологичный и экономичный вид моторного топлива взамен традиционных видов топлива для транспортных средств, таких как бензин или дизель.

Основными потребителями компримированного природного газа станут автобусные парки, пассажирский транспорт частных лиц, грузовой и легковой автотранспорт региональных филиалов дочерних компаний КТГ, а также частный автотранспорт. Компания построила станции одновременно с созданием автобусных парков на компримированном природном газе.

На начальном этапе в Актобе будет обслуживаться 70 автобусов, до 2020 года количество автобусов планируется довести до 200 единиц. При этом газонаполнительная станция может заправлять до 400 единиц автотранспорта в сутки.

Для расширения использования природного газа в качестве моторного топлива планируется разработать план мероприятий в разрезе регионов по переводу муниципального и общественного транспорта на компримированный природный газ, по строительству сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.



ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

Переработка углеводородного сырья

АКТИВЫ КМГ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ

В структуре активов КМГ переработку жидкого углеводородного сырья (преимущественно нефти) осуществляют четыре нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) в Казахстане и два завода в Румынии. Казахстанские НПЗ кроме завода Caspi Bitum были построены еще при СССР и расположены в разных частях страны: на западе, юге и севере.

Первый нефтеперерабатывающий завод в Казахстане (АНПЗ) был построен в г. Атырау в 1945 году. Строительство Павлодарского нефтехимического завода (ПНХЗ) последовало десятилетиями позже в семидесятые годы. Самым молодым из крупных казахстанских заводов стал Шымкентский НПЗ (ПКОП). Объект был введен в эксплуатацию в середине восьмидесятых. Завод Caspi Bitum введен в эксплуатацию в 2013 году в рамках развития современной нефтеперерабатывающей отрасли РК.

Румынские НПЗ были куплены с целью диверсификации деятельности КМГ и

освоения зарубежных рынков. В 2007 году приобретена компания Rompetrol Group, в которую входят крупнейший в Румынии НПЗ Петромидия и Вега (единственный производитель экстракционной нефти в Центральной и Восточной Европе). В последующем компания переименована в «КМГ Интернешнл» («КМГ И»).

В 2017 году завершена модернизация ПНХЗ. В рамках модернизации АНПЗ к концу года завершены все механические работы по установке нового оборудования, начались пусконаладочные работы. Завершен первый этап модернизации ПКОП. Окончание второго этапа планируется во втором полугодии 2018 года.

С целью перехода к целевой организационно-управленческой структуре в отчетном году проведена реорганизация субхолдинга АО «КазМунайГаз — Переработка и Маркетинг» путем присоединения активов субхолдинга напрямую к НК КМГ.



¹³В настоящий момент КМГ рассматривает возможность продажи 51% компании КМГИ (100% ДЗО КМГ), владеющей заводами Петромидия и Вега, а также сетью АЗС в Европе.

¹⁴Проектная мощность включает только переработку нефти и не включает переработку прочего углеводородного сырья в размере 1 млн тонн в год.

ХАРАКТЕРИСТИКА АКТИВОВ КМГ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ

	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Caspi Bitum	Петромидия ¹³	Вега ¹³
Местоположение	г.Атырау, РК	г.Павлодар, РК	г.Шымкент, РК	г.Актау, РК	г.Нэводарь, Румыния	г.Плойешть, Румыния
Ввод в эксплуатацию, г	1945	1978	1985	2013	1979	1905
Проектная мощность переработки, млн тонн	5.5	5.1	5.25	1.0	5.0 ¹⁴	0.5
Доля владения КМГ, %	99,49%	100%	49,73%	50%	54,63%	54,63%
Совладельцы НПЗ	-	-	CNPC	CITIC	Румынское Государство	Румынское Государство

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Объемы переработки углеводородного сырья КМГ

Кумулятивный объем переработки углеводородного сырья КМГ с учетом операционной доли в 2017 году составил 18,2 млн тонн, или 379 тыс. барр. в сутки¹⁵.

Объем переработки углеводородного сырья увеличился на 532 тыс. тонн, или на 3% в сравнении с 2016 годом (17,7 млн тонн). Увеличение переработки произошло на всех НПЗ (за исключением АНПЗ) за счет:

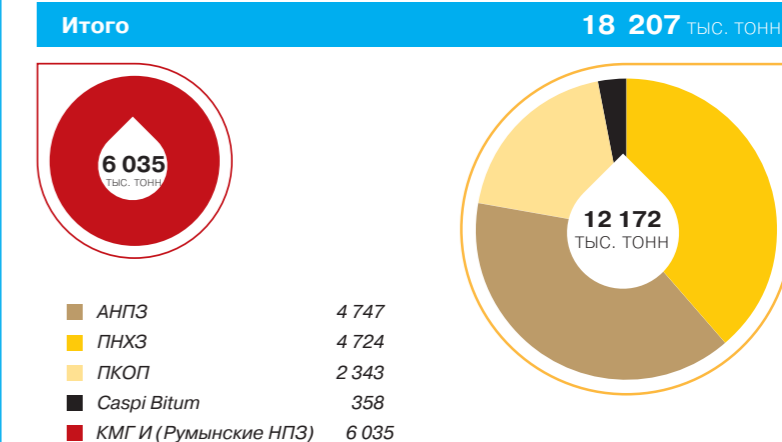
- увеличения поставок сырья на ПНХЗ, ПКОП и Caspi Bitum;
- роста переработки прочего сырья на Петромидии на 256 тонн. Объем переработки сырой нефти практически остался на уровне 2016 года;
- роста поставок на завод Вега в размере 19 тыс. тонн сырья.

Снижение объемов фактической переработки на АНПЗ в отчетном году связано с мероприятиями по модернизации завода.

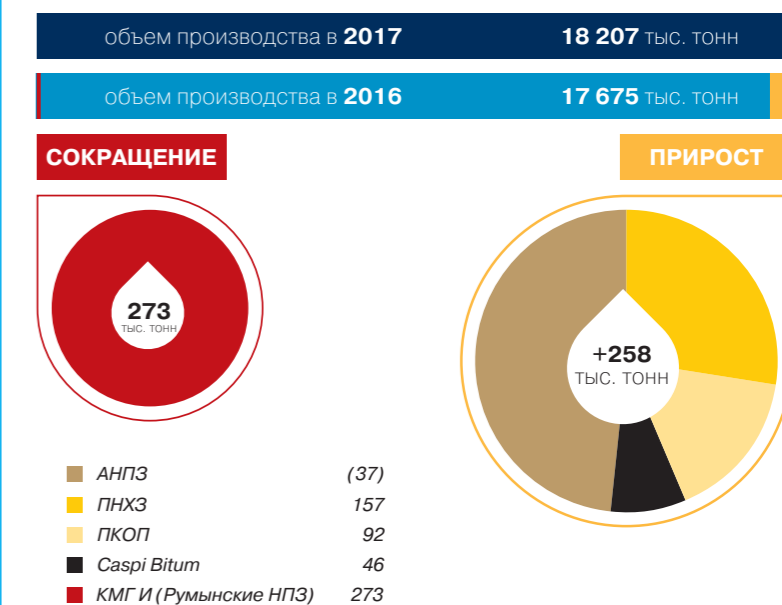
Поставщики сырья для казахстанских НПЗ

В отчетном году на Атырауском НПЗ было обеспечено 2,6 млн тонн углеводородного сырья (55%) за счет поставок недропользователей КМГ. Также они обеспечили большинство поставок на Павлодарский НПЗ в объеме 2,6 млн тонн сырья (56%). Доля КМГ в поставках на Шымкентский НПЗ составила 12%, тогда как порядка 56% приходилось на сырье от группы компаний CNPC. В обеспечении сырьем Caspi Bitum по 50% приходилось

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КМГ С УЧЕТОМ ОПЕРАЦИОННОЙ ДОЛИ



СРАВНЕНИЕ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КМГ ЗА 2016 И 2017 ГОДЫ (ТЫС. ТОНН)



¹⁵Учитывается 100% объема переработки для определения операционных долей АНПЗ, ПНХЗ, румынских НПЗ и 50% для ПКОП и Caspi Bitum.

на КМГ и группу компаний CITIC, являющихся равноправными акционерами завода Caspi Bitum.

В итоге доля углеводородного сырья КМГ в общем количестве, направленного на переработку для четырех казахстанских НПЗ, составила в 2017 году 6,1 млн тонн (41%). В 2016 году данный показатель по внутренним поставкам составил 6,7 млн тонн сырья (46%), что выше значения отчетного года почти на 600 тыс. тонн.

Поставщики сырья для румынских заводов Петромидия и Вега

Общий объем переработки на заводе Петромидия в размере 5,7 млн тонн включает переработку 4,7 млн тонн нефти и переработку 1 млн тонн прочего альтернативного сырья, такого как нефтяной метанол, мазут, газы и др.

Крупными поставщиками углеводородного сырья в размере 4,7 млн тонн для переработки на заводе Петромидия были компании КМГ: Озенмунайгаз (1,5 млн тонн), Эмбамунайгаз (0,7 млн тонн), а также третьи стороны с общим размером поставок в 2,5 млн тонн (Glencore Energy UK Ltd, Litasco, Petroineos Trading Limited, Socar Trading S.A., Tenergy Trading SA, Vitol S.A.).

Сырье для завода Вега полностью было поставлено с завода Петромидия.



ПОСТАВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КМГ НА НПЗ, ТЫС. ТОНН

	2016Ф	2017Ф
АНПЗ	3 058	2 560
ПКОП	598	555
ПНХЗ	2 755	2 655
Caspi Bitum	312	359
ИТОГО	6 723	6 129

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЗАГРУЗКА МОЩНОСТЕЙ НПЗ КМГ

	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Caspi Bitum	Петромидия	Вега	Всего
Проектная мощность переработки, тыс. тонн	5 500	5 100	5 250	1 000	6 000	500	22 350
Объемы переработки углеводородного сырья (100%), тыс. тонн	4 724	4 747	4 686	718	5 662	373	20 910
Загрузка НПЗ в 2017г., %	94%	93%	89%	72%	94%	75%	90%

Производственная загрузка мощностей НПЗ КМГ

В отчетном году нефтеперерабатывающие заводы были загружены в среднем на 90% от своей проектной мощности, что соответствует мировым аналогам.

БИЗНЕС МОДЕЛЬ НПЗ

Схема переработки за тариф на казахстанских НПЗ

С апреля 2016 года основные казахстанские НПЗ (АНПЗ, ПНХЗ, ПКОП, Caspi Bitum) начали работать по новой бизнес-модели переработки, в соответствии с которой НПЗ предоставляют только услуги по переработке нефти по установленным тарифам, не закупают нефть для переработки и не продают полученные нефтепродукты. Данные обязательства выполняют поставщики нефти, которые реализуют готовые нефтепродукты самостоятельно. Благодаря вертикально-интегрированной структуре группы КМГ и его новой бизнес-модели переработки, бизнес-направление по переработке фокусируется на своей специализации, увеличивая операционную эффективность всей группы компаний. В рамках трансформации КМГ с переходом от стратегического управленца своих активов к опе-

рационному управленцу бизнес-модель переработки помогает нефтеперерабатывающим заводам фокусироваться исключительно на производственных вопросах, в результате чего оптимизируется деятельность по переработке и сокращаются издержки.

С 1 января 2017 года отменено государственное регулирование цен на переработку.

В 2017 году тарифы на переработку были увеличены от 10 до 42%, чтобы обеспечить выплаты обязательств по взятым займам для проведения капиталоемкой модернизации своих НПЗ, которая составляет суммарно около 6 млрд долл. США.

Схема переработки на Петромидии, Вега

НПЗ Петромидия и Вега осуществляют свою переработку по классической схеме, когда завод покупает себе на баланс углеводородное сырье, перерабатывает его, а затем реализует оптом или в розницу.



90%

средняя загрузка нефтеперерабатывающих заводов в 2017 году

ТАРИФЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НА КРУПНЕЙШИХ НПЗ КАЗАХСТАНА

Период действия тарифа	АНПЗ		ПНХЗ		ПКОП	
	до 1 апреля 2017г	с 1 апреля 2017г	до 1 августа 2017г	с 1 августа 2017г	до 6 октября 2017г	с 6 октября 2017г
Тариф (без НДС), тг/тону нефти	20 501,00	24 512,00	14 895,20	16 417,00	11 453,82	16 301,71

Производство нефтепродуктов

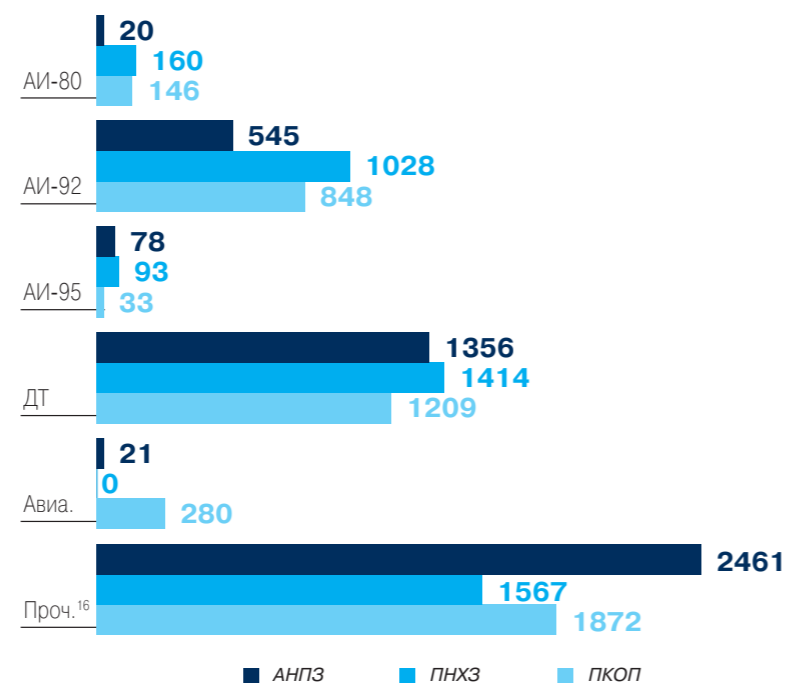
Объем производства нефтепродуктов с учетом операционной доли КМГ составил 17,2 млн тонн готовой продукции, что больше на 623 тыс. тонн, или на 4%, показателя 2016 года, вследствие увеличения объема поставок сырья на переработку. Важным фактором изменения на трех крупнейших НПЗ Казахстана явилось увеличение объемов выхода светлых нефтепродуктов, что повысило стоимость продуктовой корзины переработки углеводородного сырья. Так, например, увеличение объемов выпуска бензина АИ-92 на заводе ПКОП составило 35%, рост производства бензина АИ-95/98 на ПНХЗ достиг 27%. Данные изменения произошли благодаря модернизации НПЗ.

За отчетный период из отдельных видов произведенного топлива на казахстанских НПЗ наибольшую часть занимают дизельное топливо и бензин АИ-92. Больше всего дизельного топлива и бензина АИ-92 в объеме 1 414 тыс. тонн и 1 028 тыс. тонн соответственно произвел ПНХЗ.

ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ С УЧЕТОМ ОПЕРАЦИОННОЙ ДОЛИ КМГ, ТЫС. ТОНН¹⁷

	2016Ф	2017Ф
АНПЗ	4 491	4 482
ПНХЗ	4 036	4 261
ПКОП (50%)	2 136	2 194
Caspi Bitum (50%)	307	353
Итого РК	10 970	11 290
Петромидия	5 242	5 530
Вега	350	365
Итого КМГИ	5 592	5 895
Всего с учетом операционной доли КМГ	16 562	17 185

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ НА КАЗАХСТАНСКИХ НПЗ В 2017 ГОДУ, ТЫС. ТОНН



¹⁶Прочее включает бензол, параксилон, сжиженный газ, вакуумный газойль, мазут, кокс нефтяной, серу и печное топливо.

¹⁷Учитывается 100% производства нефтепродуктов для определения операционных долей АНПЗ, ПНХЗ, румынских НПЗ и 50% для ПКОП и Caspi Bitum

Реализация нефтепродуктов

РОЗНИЧНАЯ СЕТЬ КМГ В РК

Доля КМГ на розничном внутреннем рынке нефтепродуктов в 2017 году составила 14%. Сеть автозаправочных станций состоит из 343 единиц АЗС и АЗС—АГЗС, 60% из которых расположено в городах, а 40% — на трассах Казахстана.

Деятельность собственной сети АЗС «КазМунайГаз» осуществляет дочерняя организация ТОО «ҚазМұнайГаз Өнімдері». Наибольший объем реализованных нефтепродуктов на АЗС КМГ составил бензин АИ-92 и дизельное топливо в размере 644 тыс. тонн и 446 тыс. тонн соответственно.

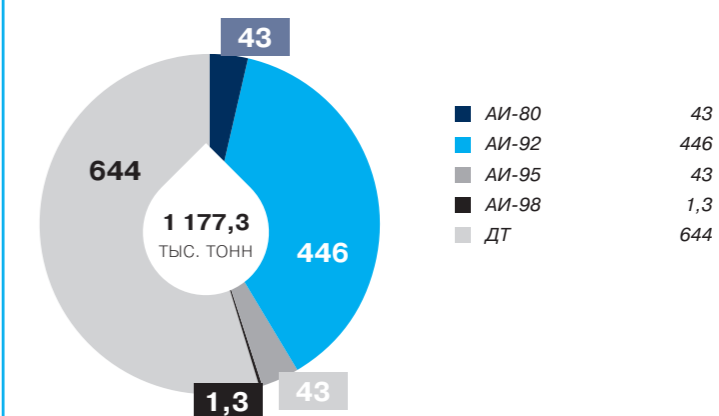
Развитие сети АЗС КМГ в части оптимизации расходов и увеличения розничных продаж в настоящее время ведется по трем основным схемам — СОСО, СОДО и ДОДО.

Схема СОСО — это самостоятельное развитие АЗС КМГ. Как правило, схема СОСО охватывает имиджевые АЗС и АЗС—АГЗС, формирующие у клиентов положительное восприятие бренда КМГ. Таких АЗС в составе КМГ — 176.

Схема СОДО — это передача партнерам по договору оказания услуг по содержанию действующих АЗС КМГ. Данная программа позволяет оптимизировать текущие расходы по содержанию АЗС, а также дает возможность малым предпринимателям увеличить прибыль за счет концентрации усилий на конкретном объекте. В рамках данной программы передано 142 АЗС.

Схема ДОДО (франчайзинг) подразумевает переход сторонних АЗС под бренд

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АЗС КМГ В 2017 ГОДУ, ТЫС. ТОНН



сети КМГ, но при этом АЗС остается в собственности владельца и полностью обслуживаются собственником. При этом КМГ полностью обеспечивает АЗС собственными нефтепродуктами. В 2017 году по данной программе под брендом КМГ запущено 25 АЗС.

ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ КМГ В РК

В период с января по декабрь 2017 года оптовый объем реализации нефтепродуктов составил 2 388 тыс. тонн, что больше прошлогоднего показателя на 2,8%. Существенное увеличение произошло по оптовым продажам бензина на 16% и сжиженного газа на 18% благодаря увеличению глубины переработки НПЗ.

РОЗНИЧНАЯ СЕТЬ КМГ И

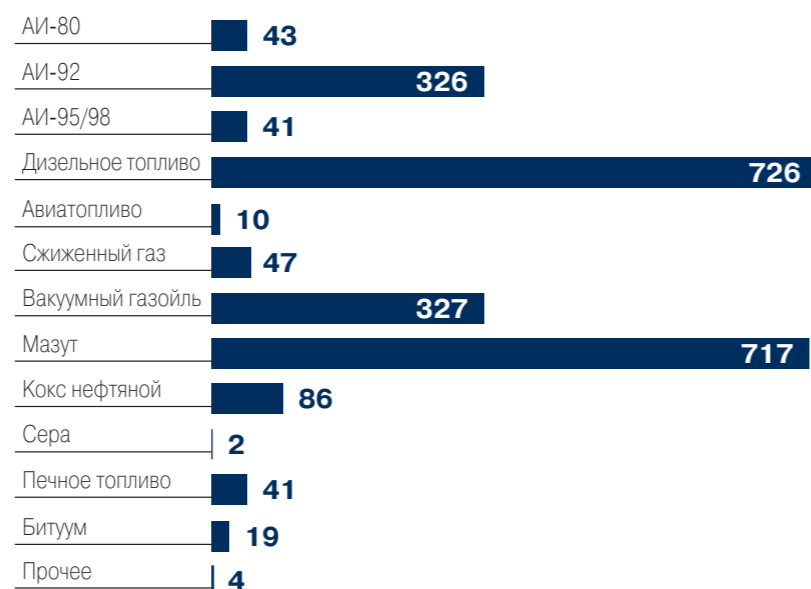
В период с января по декабрь 2017 года КМГИ реализовала через свою розничную сеть нефтепродукты в общем объеме 1 074 тыс. тонн, в том числе на экспорт 357 тыс. тонн, на внутренний рынок Румынии 716 тыс. тонн.

ЛОГИСТИКА НЕФТЕПРОДУКТОВ РК

Для своевременного и бесперебойного обеспечения нефтепродуктами собственных автозаправочных станций, отечественных сельхозпроизводителей в период посевной и уборочной кампаний, социально-значимых объектов в отопительный сезон КМГ выполняет функции транспортно-экспедиторской компании по договору организации перевозок грузов с АО «НК «Қазақстан Темір Жолы» и поставляет нефтепродукты с НПЗ РК железнодорожным транспортом по всей территории РК.

Это позволило в полном объеме выполнить заявки на погрузку дизельного топлива, автобензина с основных нефте-

ОПТОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ КМГ В РК, ТЫС. ТОНН



РОЗНИЧНЫЕ ПРОДАЖИ НЕФТЕПРОДУКТОВ КМГ И, ТЫС. ТОНН



перерабатывающих заводов для внутреннего рынка с использованием парка АО «КазТемірТранс».

Также КМГ контролирует и погрузку нефтепродуктов с основных НПЗ РК, в том числе:

- ведет мониторинг показателей процессинга нефти по ресурсодержателям, выхода нефтепродуктов, баланса остатков, железнодорожных планов перевозок, фактической погрузки по направлениям и видам нефтепродуктов;
- рассчитывает железнодорожные тарифы, а также другие транспортные расходы, необходимые для принятия решения по вопросам поставки нефти/нефтепродуктов железнодорожным транспортом;
- определяет рациональные пути доставки и оптимизирует транспортные маршруты с учетом эффективного использования подвижного состава.

Логистика нефтепродуктов КМГ И

В 2012 году для снижения затрат на логистику рядом с НПЗ Петромидия в девяти километрах от берега был построен буй, где выгружаются приходящие танкеры с нефтью. Через буй с момента его запуска в январе 2009 года прошло 32,6 млн тонн сырой нефти, разгружено 380 нефтеналивных танкеров. Ранее танкеры заходили в порт Констанца, и разгрузка на портовой инфраструктуре обходилась дороже.

Поставка дизельного топлива сельхозтоваропроизводителям

В рамках меморандума «О соглашении между государственными органами и основными ресурсодержателями нефти и нефтепродуктов и производителями нефтепродуктов по обеспечению сель-

хозтоваропроизводителей Республики Казахстан дизельным топливом» и условному графику закрепления областей за нефтеперерабатывающими заводами, утвержденному Министерством энергетики РК, в период проведения весенне-полевых и осенне-полевых работ 2017 года КМГ обеспечил своевременную отгрузку сельхозпроизводителям дизельного топлива производства АНПЗ и ПНХЗ.

Посевная кампания

В период проведения посевных работ в 2017 году из порученных КМГ 38,4 тыс. тонн дизтоплива в закрепленные районы поставлено 28,1 тыс. тонн.

Уборочная кампания

В период проведения уборочных работ в 2017 году КМГ было поручено обеспечить поставку в регионы 34,9 тыс. тонн дизельного топлива, из них КМГ поставил 26,8 тыс. тонн.

Реализация авиационного топлива

В рамках усиления позиций КМГ на топливном рынке Казахстана, а также с целью развития альтернативной схемы дистрибуции авиационного топлива было создано ТОО «КазМунайГаз — Аэро». В 2017 году потребителям было поставлено 80 тыс. тонн авиатоплива, более половины пришлось на поставки по государственным заказам.

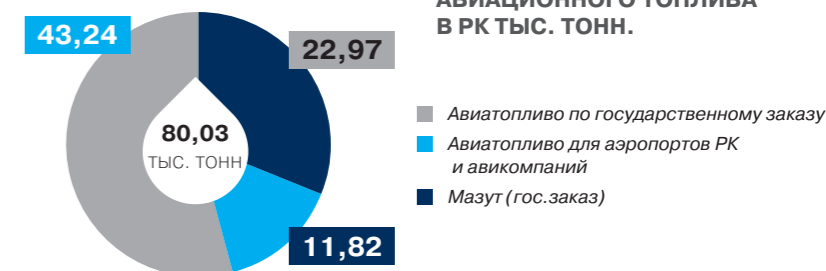
ПОСЕВНАЯ КАМПАНИЯ. ОТГРУЖЕНО ТОНН В 2017 ГОДУ (СОГЛАСНО ЗАЯВКАМ)

Область	Отгружено
Костанайская	5 761,37
СКО	7 598,50
ВКО	3 911,53
Акмолинская	5 465,56
ЗКО	5 382,24
ВСЕГО:	28 119,20

УБОРОЧНАЯ КАМПАНИЯ. ОТГРУЖЕНО ТОНН В 2017 ГОДУ (СОГЛАСНО ЗАЯВКАМ)

Область	Отгружено
Костанайская	9 578,56
СКО	6 396,53
ВКО	4 611,86
Акмолинская	6 255,70
ВСЕГО:	26 842,66

ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ, АВИАЦИОННОГО ТОПЛИВА В РК ТЫС. ТОНН.



Модернизация казахстанских НПЗ

ЦЕЛЬ МОДЕРНИЗАЦИИ И ТЕКУЩИЙ СТАТУС РАБОТ

Главными целями модернизации крупнейших казахстанских НПЗ являются:

- обеспечение внутренних потребностей страны в полном объеме качественными горюче-смазочными материалами
- достижение динамичного развития конкурентоспособности предприятий на основе внедрения новых технологий и повышения уровня эффективности и экономической отдачи

В 2017 году завершились капиталоемкая модернизация ПНХЗ, все механические работы по установке нового оборудования на АНПЗ, а также модернизация первого этапа ПКОП. После завершения модернизации второго этапа ПКОП ожидается, что внутренние потребности в топливе будут полностью удовлетворены в среднесрочной перспективе.

РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ АТЫРАУСКОГО НПЗ

Этап №1 Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов (КПА)

Цель проекта комплекса по производству ароматических углеводородов — обеспечить выпуск моторных топлив класса К3 в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза и производство продукции для нефтехимии бензола (133 тыс. тонн) и параксилола (496 тыс. тонн). Проект реализовывался с 2010 по 2016 годы. На его реализацию затрачено

1 329 млн долл. США. На период строительства было создано 3,5 тыс. рабочих мест, а при эксплуатации — 277 рабочих мест. В рамках проекта в 2015 году введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и блоком извлечения бензола, а в сентябре 2016 года введена в эксплуатацию комбинированная установка по производству ароматических углеводородов PARAMAX.

Комплекс обладает гибкой технологической схемой, при которой возможна его эксплуатация в топливном и нефтехимическом режимах. В настоящее время комплекс работает по топливному варианту с увеличением выпуска высокооктановых бензинов для внутреннего рынка.

С вводом в эксплуатацию комплекса по производству ароматических углеводородов увеличена годовая выработка высокооктановых бензинов — с 260 тыс. тонн в 2014 году до 604 тыс. тонн в 2016 году, а также налажено производство бензола — базового сырья нефтехимии, благодаря чему в 2017 году экспорт бензола составил порядка 8 тыс. тонн.

Этап №2 Строительство комплекса глубокой переработки нефти (КГПН)

Цель проекта комплекса глубокой переработки нефти — обеспечить выпуск моторных топлив классов К4-К5 в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза, а также увеличить глубину переработки и мощности завода до 5,5 млн тонн в год. Проект реализовывался с 2011 по 2017 годы. На его реализацию затрачено 2 050,1 млн долл. США. На период стро-



Модернизация АНПЗ

1 ЭТАП

Объем инвестиций


 **1 329**
МЛН ДОЛЛ. США

Новых рабочих мест

 **277**
ЧЕЛОВЕК

2 ЭТАП

Объем инвестиций

 **2 050**
МЛН ДОЛЛ. США

Новых рабочих мест

 **490**
ЧЕЛОВЕК

ительства было создано 4 тыс. рабочих мест, а при эксплуатации — 490 рабочих мест.

В рамках проекта введены в эксплуатацию:

- установка каталитического крекинга;
- установки селективного гидрирования нефти, обессеривания сжиженного углеводородного газа, олигомеризации бутенов, этерификации легкой нефти, гидроочистки нефти, гидроочистки газойля, гидрирования бензола, газофракционирования насыщенных газов;
- установки производства и очистки водорода, производства серы.

На установках комплекса ведутся пусковые операции. Реализация проекта позволит увеличить годовое производство высокооктановых бензинов с 623 тыс. тонн в 2017 году до плановых 1 430 тыс. тонн в 2018 и последующих годах, а также авиатоплива с 21 тыс. тонн до плановых 76 тыс. тонн в 2018 году с последующим увеличением до 250 тыс. тонн в 2019 году. При этом снизится годовое производство мазута с 1 495 тыс. тонн в 2017 году до плановых 594 тыс. тонн в 2018 году, прекратится производство вакуумного газойля и печного топлива.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПАВЛОДАРСКОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА (ПНХЗ)

Цель проекта модернизации ПНХЗ включает обеспечение выпуска моторных топлив класса К4 в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза. Проект реализовывался в период с 2011 по 2017 годы.

Стоимость его реализации составляет 896 млн долл. США. На период строительства было создано 2 тыс. рабочих мест, а при эксплуатации — 161 рабочее место.

В рамках проекта введены в эксплуатацию установки изомеризации и сплиттера нефти, а также комбинированная установка производства серы. Модернизация ПНХЗ включала также реконструкцию существующих установок по атмосферной перегонке, гидроочистки нефти, гидроочистки дизельного топлива, гидроочистки керосина, каталитического крекинга, гидроочистки вакуумного газойля.

Благодаря модернизации на ПНХЗ увеличится годовое производство высокооктановых бензинов с 1 121 тыс. тонн в 2017 году до плановых 1 476 тыс. тонн в 2018 и последующих годах, а также началось обеспечение производства авиатоплива.

МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ШЫМКЕНТСКОГО НПЗ (ПКОП)

В 2017 году завершена модернизация первого этапа Шымкентского НПЗ. Окончание модернизации второго этапа планируется во втором полугодии 2018 года. С завершением первого этапа Шымкентского НПЗ 30 июня 2017 года обеспечено производство автомобильных топлив в соответствии с экологическими классами К4-К5, увеличено годовое производство высокооктановых бензинов с 660 тыс. тонн в 2016 году до 881 тыс. тонн в 2017 году.

Завершение второго этапа позволит увеличить:

- объем переработки до 6,0 млн тонн в год;



Модернизация ПНХЗ

Объем инвестиций

 **896**
МЛН ДОЛЛ. США

Новых рабочих мест

 **161**
ЧЕЛОВЕК

- ♦ производство высокооктановых бензинов с 881 тыс. тонн в 2017 году до плановых 1426 тыс. тонн в 2018 году и 2 270 тыс. тонн в 2019 году;
- ♦ производство дизельного топлива с 1 209 тыс. тонн в 2017 году до плановых 1 900 тыс. тонн в 2019 году;
- ♦ производство авиатоплива с 280 тыс. тонн в 2017 году до плановых 400 тыс. тонн в 2019 году.

КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ УЛУЧШЕНИЯ ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

Модернизация трех НПЗ позволит повысить их производственную мощность переработки углеводородного сырья на 8,5% с 15,4 млн тонн (до модернизации) до 16,6 млн тонн (после модернизации).

В результате модернизации глубина переработки углеводородного сырья увеличилась с 71% до 78-80%, приблизившись к среднеевропейским стандартам.

В среднесрочной перспективе благодаря модернизации удастся обеспечить внутренние потребности в топливе и сократить импорт ГСМ из соседних стран.

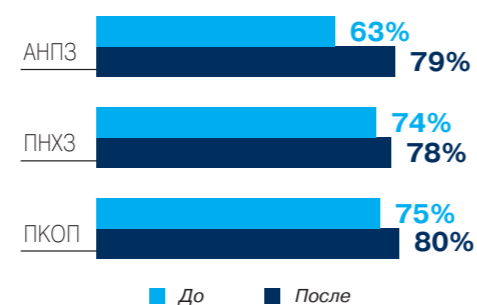
Рост производственных мощностей после модернизации 3 НПЗ



ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ МОЩНОСТЬ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, МЛН ТОНН



ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, %



Модернизация НПЗ КМГИ (заводы Петромидия и Вега)

Цель модернизации НПЗ КМГИ — увеличить проектную мощность и выход светлых нефтепродуктов, а также возможность перерабатывать высокосернистые сорта нефти, что увеличивает экономическую маржинальность НПЗ.

Стоимость проекта составила 450 млн долл. США.

Модернизация включала в себя строительство трех новых установок, среди которых установка гидрокрекинга, и модернизацию двух имеющихся установок.

После модернизации объем переработки на заводе вырос с 3,8 до 5 млн тонн сырья, он перешел на производство топлива стандарта Евро-5. Вместе с тем объемы нефтепереработки по факту превосходят номинальные мощности, что происходит за счет переработки других видов сырья. Выход светлых продуктов с тонны исходного сырья после модернизации составляет около 86%, включая бензины, дизель, реактивное топливо. Около 49% в структуре производства на НПЗ Петромидия занимает дизель, около 250 тыс. тонн — производство керосина.

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НПЗ ДО И ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ НА 1 000 ТОНН ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ



* Авиакеросин ТС-1, печное топливо, мазут, вакуумный газойль, кокс, сжиженный газ, бензол, параксиллол, сера, битум



МЕЖДУНАРОДНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ



ПЕРЕРАБОТКА

Наши нефтеперерабатывающие заводы Petromidia и Vega расположены на побережье Черного моря, и в городе Плоешти, в Румынии, в близи от основных рынков сбыта.



СБЫТ

В группу KMG International входит развитая и известная на европейском рынке сеть розничной реализации, охватывающая такие страны как Румыния, Болгария, Грузия, Молдова, Франция и Испания.



УЧАСТИЕ В МОДЕРНИЗАЦИИ

Инженерные подразделения дочерней организации - KMG Engineering (Rominserv) принимали активное участие в модернизации нефтеперерабатывающих заводов: Атырауского, Шымкентского и Павлодарского НПЗ

KMG International - интегрированная, диверсифицированная, конкурентоспособная нефтяная компания, осуществляющая деятельность на международных рынках, в сфере переработки, нефтехимии, сбыта нефти и нефтепродуктов.

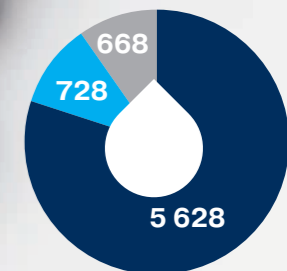
АО «КазТрансГаз Тбилиси» (КТГ-Тбилиси) осуществляет продажу и распределение газа на территории Грузии.

ООО «Батумский нефтяной терминал» осуществляет услуги по перевалке нефти и нефтепродуктов, в том числе их слив, налив и хранение.

Основная деятельность ОсОО «КазТрансГаз Бишкек» (КТГ Бишкек) - ремонтно-восстановительные работы и модернизация магистрального газопровода «Бухарский газодобывающий район - Ташкент-Бишкек-Алматы».

ООО «Батумский морской порт» осуществляет услуги по транспортно-экспедиторским и складским операциям, погрузочно-разгрузочным работам, приему и обслуживанию морских судов, обслуживанию, связанным с перевозкой грузов и пассажиров.

ЧИСЛЕННОСТЬ СОТРУДНИКОВ НА КОНЕЦ 2017 г.



- KMG International
- Batumi Sea Port
- Batumi Oil Terminal

72 КОНТИНЕНТА
СТРАН



KMG International ставит своей целью увеличение акционерной стоимости Компании, также как и достижение самых высоких стандартов эффективности управления. Приверженность прозрачности корпоративного управления бизнесом чрезвычайно важна для поддержания доверия со стороны акционеров, партнеров и кредиторов для достижения качественной модернизации Группы.



Батумский нефтяной терминал и **Батумский морской порт** являются производственными активами, приобретенными в целях стратегического присутствия Казахстана на Черном море, а также создания производственных транспортно-логистических объектов за пределами Казахстана. Синергическим эффектом для Группы КМГ является создание на базе Батумского нефтяного терминала стратегически важного нефтетранспортного коридора, обеспечивающего прямой доступ казахстанской нефти и нефтепродуктам на ликвидный рынок.

СЕРВИСНЫЕ ПРОЕКТЫ

ОБЩИЙ ОБЗОР

Основные нефтесервисные компании группы КМГ:

- ТОО «KMG Drilling & Services»
- ТОО «Oil Services Company»
- ТОО «Oil Construction Company»
- ТОО «Ойл Транспорт Корпорейшэн»
- ТОО «Мангистауэнергомунай»
- ТОО «Мунайтелеком»
- ТОО «ТенизСервис»

РЫНОЧНЫЕ УСЛОВИЯ

Произошедшие существенные макроэкономические изменения, связанные с падением цены на нефть, удорожанием сырья, материалов и оборудования, прямым образом повлияли на сокращение производственной программы АО «Мангистаумунайгаз», основного заказчика нефтесервисных компаний (ТОО «Oil Services Company», ТОО «Ойл Транспорт Корпорейшэн», ТОО «Oil Construction Company», ТОО «Мангистауэнергомунай» и ТОО «Мунайтелеком»). Снижение уровня доходов и рост себестоимости привели к значительным убыткам данных нефтесервисных компаний и к дополнительным затратам в части возмещения со стороны КМГ.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основная проблема нефтесервисных предприятий – убыток на протяжении последних нескольких лет. В этой связи, КМГ как социально-ответственная национальная компания взяла на себя обязательство по возмещению убытков и обновлению основных средств нефтесервисных компаний, реализовав в 2017 году ряд мероприятий для улучшения показателей компаний. За последние четыре года КМГ оказал финансовую поддержку убыточным нефтесервисным компаниям в размере 121,4 млрд тенге.

Также в целях улучшения условий труда в 2017 году для работников ТОО «Ойл Транспорт Корпорейшэн» была построена производственная база на 400 единиц техники, приобретены производственная база на 100 единиц техники и вахтовый поселок на 200 мест на месторождении Каламкас.

Кроме того, в 2017 году реализовывалась программа по досрочному выходу работников на пенсию и по досрочному расторжению трудовых договоров с работниками по соглашению сторон с выплатой компенсации.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО ПРИНИМАЕМЫЕ МЕРЫ ПО РАЗВИТИЮ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ АКТИВОВ

Также с целью развития нефтесервисного направления в 2017 году проводились следующие дополнительные мероприятия:

- Поиск дополнительных объемов работ для нефтесервисных компаний.
- Проведение мероприятий по оптимизации затрат.
- Вывод непрофильных активов.
- Реализация невостребованных объектов нефтесервисных компаний.
- Формирование и одобрение Единой программы развития нефтесервисных активов КМГ и РД КМГ.

Проводимые мероприятия в среднесрочной перспективе позволят вывести данные компании на уровень безубыточности. К примеру, ТОО «Oil Construction Company» за счет вышеуказанных принятых мер показало по итогам января-февраля 2018 года положительные финансовые результаты. Выход на безубыточный уровень остальных нефтесервисных компаний планируется в 2019 году.

ТЕКУЩИЕ ПРОЕКТЫ

В 2017 году КМГ реализовывал такие сервисные проекты, как «Строительство самоподъемной буровой плавучей установки» («СПБУ»), «Проект по реализации буровой программы ТШО» и проект «Создание совместного предприятия ТОО «КМГ Паркер Дриллинг Компани».

В первом квартале 2017 года завершено строительство СПБУ, подписан предварительный акт приема-передачи, оплачен последний ключевой восьмой этап строительства. Реализация данного проекта проходила под руководством ТОО «KMG Drilling & Services» на основании договора с консорциумом ТОО «Кеппел Казахстан» и ТОО «Ersai Caspian Contractor». В 2018 году планируется подготовка СПБУ к планируемым работам на проекте «Н» в 2019 году.

Совместное предприятие ТОО «КМГ Nabors Drilling Company» в рамках реализации Проекта по реализации буровой программы ТШО с 2015 года оказывает услуги по бурению на месторождении Тенгиз. В 2017 году ТОО «КМГ Nabors Drilling Company» оказывало услуги для ТШО, используя четыре буровые установки. В декабре 2017 года между ТОО «КМГ Nabors Drilling Company» и ТШО был подписан новый сервисный контракт на оказание услуг со сроком на два года. В связи с этим в 2018 году запланирован ввод в эксплуатацию дополнительной буровой установки №585.

Для выполнения работ по бурению скважин на проекте «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В» в 2017 году были проведены корпоративные процедуры по созданию совместного предприятия: получено одобрение Инвестиционного комитета и Правления КМГ по приобретению ТОО «KMG Drilling & Services» 49% доли участия в уставном капитале ТОО «КМГ Паркер Дриллинг Компани».

Кроме того, КМГ осуществляет реализацию проекта «Маршрут транспортировки грузов». Проект реализует ТОО «ТенизСервис» по заказу ТОО «Тенгизшевройл» в северной части Каспийского моря. Проект МТГ реализуется в рамках

создания морской транспортной системы для Проекта будущего расширения и Проекта управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД).

Проект «Маршрут транспортировки грузов» включает в себя северо-каспийский морской канал с причальными сооружениями и береговые здания и сооружения с подъездными автомобильными путями. Реализация проекта позволит создать единственный транспортный коридор (морской и наземный) для доставки грузов для реализации ПБР-ПУУД (в первые три года реализации планируется произвести перевалку порядка 340 000 тонн грузов, из них 140 000 тонн модулей).

В 2017 году завершены работы по дноуглублению морского канала, экскавации прибрежной части морского канала и разворотного бассейна, а также строительство причальных сооружений. По наземным сооружениям завершено строительство дороги для транспортировки модулей от причальных сооружений до месторождения Тенгиз, подъездных автомобильных дорог, прокладка инженерных сетей, продолжается строительство зданий и сооружений, а также автомобильных дорог и системы управления движением судов.

Завершение строительства планируется в 2018 году. Общий прогресс строительства объектов МТГ по состоянию на 31 декабря 2017 года составляет 88%. С апреля по октябрь 2018 года планируется поэтапный ввод объектов МТГ в эксплуатацию.

Построена производственная база на 400 единиц техники, приобретены производственная база на 100 единиц техники и вахтовый поселок на 200 мест на месторождении Каламкас.



9 ТЕХНОЛОГИИ: НИИ ТДБ

ТЕХНОЛОГИИ: НИИ ТДБ

ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» является научно-исследовательским центром АО НК «КазМунайГаз». НИИ ТДБ был основан в 2014 году для комплексного научно-инжинирингового сопровождения разведки, разработки, добычи и бурения углеводородных ресурсов КМГ. Головной офис НИИ ТДБ базируется в г. Астана, имеется два филиала: ТОО НИИ «Каспийму-

найгаз» в г. Атырау и ТОО «КазНИПИМунайгаз» в г. Актау. Филиалы обеспечивают прямую поддержку операционных и неоперационных активов КМГ в режиме реального времени.

Цели НИИ ТДБ и его филиалов:

- увеличение рентабельной добычи;

- увеличение запасов и ресурсной базы;

- улучшение эффективности добычи и программ.

Чтобы достигнуть эти цели, НИИ ТДБ определяет и внедряет конкурентные, стандартные для глобальной индустрии технологии и процедуры, а также обеспечивает экспертные компетенции и под-

ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЕТЕНЦИЙ НИИ ТДБ ЗА 2014-2017 ГОДЫ И ПЛАН НА 2018 ГОД

2014 и 2015 гг.

- Консолидация экспертного потенциала КМГ;
- Институт сформирован на базе КазНИПИМунайгаз, Каспиймунайгаз, Инженерный центр РД КМГ;
- Объединенная стратегия и четкий фокус на прирост добычи, прирост запасов, повышение эффективности;
- Определение потенциала по нефти и газу и технологий, необходимых для реализации этого потенциала.

2016 г.

- Переход на полную поддержку активов КМГ;
- Определены ключевые направления технологий (к примеру ГРП, горизонтальное бурение, УЭЦН, управление заводнением, экономическая эффективность);
- Успешный проект на месторождении КТМ: увеличение добычи в 2 раза, продление срока эксплуатации месторождения, прирост запасов;
- Раннее включение усовершенствованных технологий в производственные программы активов КМГ на 2017-2021 годы.

2017 г.

- Создание новых направлений по разведке, бурению, оптимизации и целостности обустройства;
- Продолжение успешных технических результатов (КТМ, доразведка, оптимизация обустройства и т.д.);
- Проведена стандартизация производственных процедур для группы КМГ;
- Объединение и расширение ключевых компетенций в Лабораторном блоке;
- НИИ ТДБ с филиалами стали ведущим институтом Казахстана.

2018 г.

- Расширение вклада НИИ ТДБ и каскадирование успешных результатов;
- Привлечение более широкой экспертной поддержки на каждое месторождение;
- Оптимизация производительности оборудования и повышение продуктивности скважин;
- Определение планов разработки на весь срок эксплуатации по всем месторождениям;
- Подготовка устойчивого портфеля разведочных проектов;
- Улучшение процессов бурения и услуг по разработке в целом в рамках всего портфеля месторождений КМГ.

держку для использования этих технологий и процедур во всем портфеле месторождений КМГ. Начиная с конца 2016 года НИИ ТДБ совместно с добывающими и разведочными активами продемонстрировал успешное применение нескольких ключевых технических решений в рамках портфеля КМГ.

РЕЗУЛЬТАТЫ 2017 ГОДА

На балансе КМГ находится 119 месторождений углеводородного сырья, из которых 86 — на стадии активной разработки. Для решения производственных задач по данным месторождениям НИИ ТДБ работает по пяти основным направлениям:

- разведка;
- добыча;
- крупные проекты;
- обустройство;
- бурение, текущий и капитальный ремонт скважин.

РАЗВЕДКА

Казахстан является страной с глобально-конкурентными объемами ресурсов углеводородов. Крайне важно, чтобы КМГ развивал конкурентные компетенции международного уровня, чтобы обнаруживать и разрабатывать эти ресурсы. В 2017 году специалисты НИИ ТДБ подготовили пять структурно-тектонических 3D моделей по Мангышлакскому, Устюрт-Бозашинскому и трем бортовым зонам Прикаспийского осадочным бассейнам, охватывающие практически всю территорию Западного Казахстана. Подготовлен атлас проспектов с учетом

рисков по триасовому, юрскому и меловому комплексам Мангышлакского осадочного бассейна, общий потенциал которого оценивается ≈7 млрд тонн в н.э.

КМГ в настоящее время строит комплексную карту углеводородных ресурсов Казахстана с использованием внутренних экспертных ресурсов и технологий, конкурентоспособных на международном уровне.

По результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных подготовлен и одобрен на головном Науч-

4,6
МЛН ТОНН

прирост запасов по ряду месторождений на конец 2017 года



но-техническом совете КМГ портфель из семи перспективных проектов на недропользование с суммарным ожидаемым приростом геологических ресурсов нефти на 777 млн тонн и газа на 38 млрд м³.

В добывающих активах также существует значительный разведочный потенциал. В 2016 году НИИ ТДБ совместно со специалистами добывающих активов разработал «Программу доразведки разрабатываемых месторождений КМГ на 2017—2021 годы» (далее Программа). Новые залежи (к примеру, упущенные горизонты) и улучшенные техники по определению нефтенасыщенности обеспечили прирост запасов на 4,6 млн тонн в конце 2017 года по ряду месторождений.

Казахстан имеет долгую и успешную историю нефтяной промышленности. Для успешной реализации проектов разведки и разработки необходимо своевременное получение актуальной информации и комплексное использование большого объема исторических геологических, геофизических и промысловых данных. Для решения задач по эффективному централизованному управлению информационными системами с большим объемом данных в НИИ ТДБ внедряется информационная система Централизованного банка данных (ЦБД).

ДОБЫЧА

Основой успешной деятельности КМГ станут современные, эффективные и рентабельные методы реализации существующих и новых возможностей. НИИ ТДБ играет ключевую роль в определении таких возможностей, обеспечивая поддержку, определяя

необходимые технологии и процедуры, а также предоставляя экспертные компетенции для эффективной реализации этих программ, что в свою очередь обеспечивает экономическую эффективность.

Институт на практике апробировал передовые технологии бурения — горизонтальные скважины, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, зарезки боковых стволов и углубления. Эти технологии позволили достичь значительного прироста нефти при меньших затратах. Ожидается, что оптимизация затрат на бурение (замена вертикальных скважин на зарезки боковых стволов и углубления) позволит достичь экономии капитальных затрат при равной эффективности за 2017—2018 годы в 6,2 млрд тенге.

Повышается качество подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) по мере того как все больше используются общие стандартные критерии подбора с комплексным ранжированием по рентабельности, обеспечивая больший объем добычи при меньших затратах.

Контроль коррозии и обеспечение целостности инфраструктуры — одни из основных проблем для зрелых месторождений КМГ. Примерами новых технологий, внедренных в последние годы, являются работы по закачке бактерицида для борьбы с биозаражением пластов, закачке ингибиторов коррозии и солеотложения на прием насосов в добывающих скважинах, внедрение насосов с погружным двигателем и насосно-компрессорные трубы с защитным покрытием. Эти мероприятия дали положительный



60% ▲

Добыча нефти
ТОО «Казахтуркмунай»
выросла на **60%**
с **242** тыс. тонн
в 2015 году до **387** тыс.
тонн в 2017 году.

технико-экономический эффект и позволили увеличить межремонтный период глубинно-насосного оборудования, что означает больший объем нефти при меньших затратах.

Ярким примером успешных результатов деятельности блока добычи НИИ ТДБ является разработка и применение оптимальных геолого-технических мероприятий для увеличения добычи в ТОО «Казахтуркмунай». По итогам выполненных работ добыча нефти выросла на 60% с 242 тыс. тонн в 2015 году до 387 тыс. тонн в 2017 году. Затраты на проведение мероприятий окупались за пять месяцев. Применение современных технологий позволит поддерживать достигнутый уровень добычи в течение пяти лет. Успешный опыт планируется применить и на другие месторождения КМГ.

КРУПНЫЕ ПРОЕКТЫ

В сферу деятельности НИИ ТДБ входит также научно-техническое сопровождение морских проектов (Кашаган, Каламкас-море, Кайран, Актоты, Хазар), ТШО (Тенгиз, Королевское), КПО (Карачаганак).

Впервые КМГ разработал собственные геологические и гидродинамические модели по месторождениям Кашаган, Карачаганак, Тенгиз и Королевское, которые используются для подготовки технических заключений, сопровождения и поддержки инвестиционных решений менеджментом КМГ. Участие технических специалистов блока крупных проектов Компании в рабочих группах, технических встречах с Партнерами проектов СКП, ТШО и КПО обеспечивает качественное рассмотрение проектов разработки и оптимизацию затрат, что дает КМГ дополнительную стоимость, поступающую от этих стратегических активов.



БУРЕНИЕ И КРС

КМГ ежегодно тратит более 100 млрд тенге (106 млрд тенге за 2017 год) на строительство новых скважин и ремонт. В начале 2015 года было выявлено, что по многим аспектам работы по строительству и ремонту скважин отстают от стандартных параметров по отрасли на нескольких ключевых месторождениях. Ненадлежащие технические проекты и плохое качество строительства, растворов, оборудования и освоения открывают возможности для улучшения и экономической выгоды. К примеру, в конце 2016 года было выявлено, что коррозия на переходящем фонде скважин на месторождении Узень стала причиной невыполнения плана по добыче и избыточных затрат (износ и замена насосно-компрессорных труб, сокращение сроков эксплуатации скважин, потеря герметичности и т.д.).

НИИ ТДБ и его филиалы совместно со специалистами Озенмунайгаз в настоящее время реализуют программу по борьбе с коррозией. Реализация этой программы наряду с улучшением качества технических проектов, контролем качества и эффективной программой мониторинга коррозии обеспечит прирост добычи и сокращение затрат. Ведется работа по расширению этих программ и технологий для охвата всего портфеля месторождений КМГ по мере необходимости.

В рамках реализации программы «Повышение качества и эффективности процессов строительства скважин» Озенмунайгаз совместно со специалистами НИИ ТДБ и ключевыми поставщиками улучшили качество цементирования ствола скважины. По результатам испытаний бурового раствора на 25 скважинах в интервале продуктивного горизонта качество сцепления цемента составило более 90%, при этом в целом по ОМГ качество

цементирования повысилось с 76 до 83%, улучшены показатели скин-фактора. Эти результаты привели к улучшению процесса заводнения за счет увеличения коэффициента охвата отбора нефти. Кроме этого НИИ ТДБ выявил возможности по сокращению непроизводительного времени (NPT), успешно внедрил процесс для онлайн мониторинга бурения сложных скважин. На сегодняшний день НИИ ТДБ обеспечивает мониторинг бурения этих скважин в режиме реального времени через Центр компетенций, в котором работает мультидисциплинарная группа экспертов.

НАЗЕМНОЕ ОБУСТРОЙСТВО И ИНФРАСТРУКТУРА

В нефтегазовой отрасли оптимизация наземного обустройства и оценка целостности актива являются критически важными аспектами, требующими контроля, в особенности на зрелых месторождениях. В 2017 году с целью увеличения рентабельного периода эксплуатации месторождений и обеспечения актуальности технологических систем в течение времени НИИ ТДБ открыл Блок обустройства, включающий в себя специалистов по обеспечению целостности, надежности и оптимизации работы инфраструктуры. В 2017 году данный блок запустил несколько программ, которые дадут эффект в 2018 году: программу снятия технологических ограничений, контроль эмульсий, оптимизацию системы учета, систему контроля коррозии и другие.





10

СОЦИАЛЬНАЯ
И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

СОЦИАЛЬНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ¹⁸

Персонал и социальная ответственность

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА КМГ

В число ожиданий акционера на 2017 год включено внедрение новой организационной структуры в КМГ и принципов меритократии (внедрение утвержденных целевых HR процессов и реализация проекта «Job Matching») через конкретные механизмы и инструменты кадровой политики, а также активная трансформация HR-функции.

В этих целях КМГ в 2017 году продолжил реализацию проекта «Внедрение новой модели управления персоналом» в соответствии с Программой трансформации КМГ и проект по переходу на новую операционную модель управления КМГ («Job Matching») для должностей CEO-3 корпоративных функций: IT, HR, HSE, стратегии, корпоративной безопасности, службы внутреннего аудита и т.д.

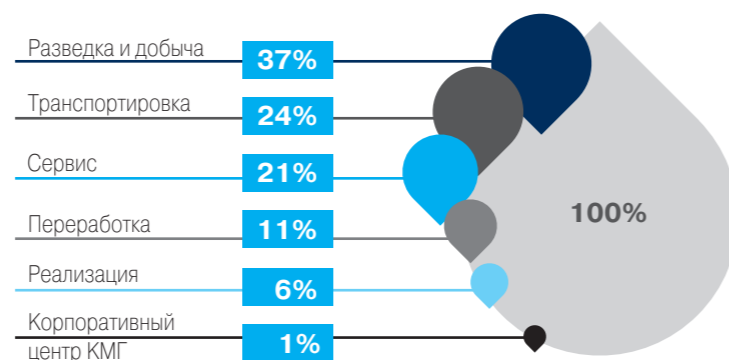
Комитеты при Совете директоров КМГ и комиссии по «Job Matching» провели оценку 79 описаний должностей уровня CEO-3 на основании целевых процессов и выставили квалификационные требования в соответствии с целевыми показателями, а также внедрили систему грейдирования должностей. Утверждены грейды руководящих работников и одобрены основные подходы, включенные в систему оплаты труда на основе грейдирования, которая позволила установить как внутреннюю, так и внешнюю справедливость в оплате труда в зависимости от вклада должности в достижение результатов КМГ.

В рамках реализации Кадровой политики КМГ на 2017—2021 годы в отчетном году была разработана целевая организационная структура HR-функции Корпоратив-

ШТАТНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ КМГ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ ЧИСЛЕННОСТИ КМГ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В 2017 ГОДУ, %



¹⁸Развернутая информация об экологическом, экономическом и социальном развитии раскрывается в актуальной версии консолидированного Отчета об устойчивом развитии группы компаний КМГ за 2017 год. Отчет об устойчивом развитии составляется в соответствии с международным руководством по подготовке отчетности в области устойчивого развития Global Reporting Initiative и доступен на веб-сайте КМГ по следующей ссылке: http://www.kmg.kz/rus/ustoichivoe_razvitie/reports/.

Отчет об устойчивом развитии также представляет собой Сообщение о прогрессе (Communication on Progress) в рамках членства КМГ в организации «Глобальный договор ООН» (United Nations Global Compact) и размещен на сайте Глобального договора по ссылке: <https://www.unglobalcompact.org/what-is-gc/participants/6810>.

¹⁹Уровень директоров департаментов

ного центра КМГ в соответствии с референсной HR моделью бизнес-партнерства по модели Ульриха.

Разработана методология с соблюдением принципов меритократии, регламентирующая целевые HR-процессы для Корпоративного центра КМГ.

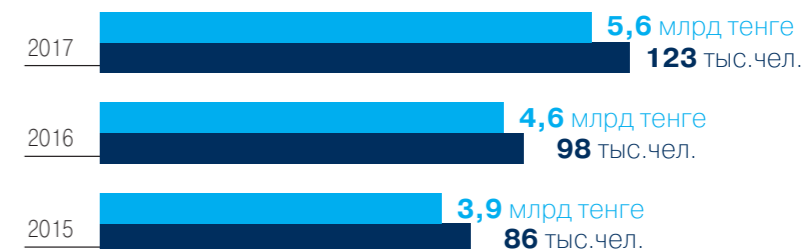
Штатная численность группы КМГ в 2017 году сократилась на 4%, причиной стала оптимизация образовавшихся вакансий ввиду действия моратория на прием работников, реализация программы по досрочному расторжению трудовых договоров по соглашению сторон, а также реализация Программы трансформации.

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА

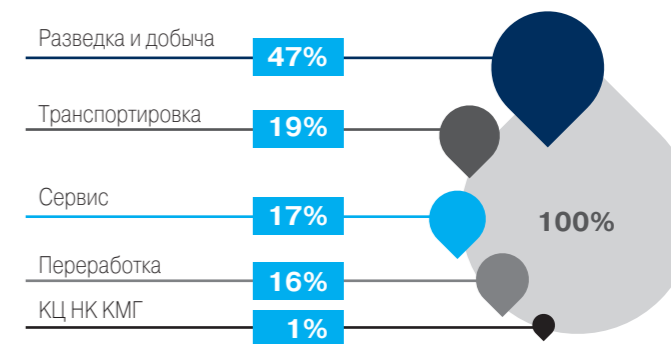
КМГ придает особое значение развитию человеческого капитала в регионах присутствия. Для достижения поставленных стратегических целей и задач КМГ обеспечивает обучение и развитие персонала на ежегодной основе и внедряет новые подходы и методы обучения и развития работников группы компаний КМГ.

С целью улучшения процесса обучения и развития, формирования и поддержания необходимого уровня квалификации персонала, а также эффективного использования бюджетных средств с 2016 года в группе КМГ реализуется новая концепция обучения и развития персонала «70/20/10 — обучение на рабочем месте/внутреннее обучение/внешнее». Одним из преимуществ новой концепции является Институт внутренних тренеров, созданный с целью привлечения высококвалифицированных работников группы компаний КМГ, которые являются экспертами в своей области деятельности, способными

ЗАТРАТЫ НА ОБУЧЕНИЕ И КОЛИЧЕСТВО ОБУЧЕННЫХ



СТРУКТУРА ОБУЧЕННОГО ПЕРСОНАЛА ПО НАПРАВЛЕНИЯМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2017 ГОД, %



Обращение
Тенденции и вызовы рынка
Ключевые события 2017 года
Основные показатели

передать лучший опыт, профессиональные знания и навыки. Новый подход в обучении позволяет не только улучшить навыки и знания, но и повысить инициативность опытных работников к наставничеству, совершенствовать внутренние коммуникации, раскрывая потенциал молодых специалистов к стремлению быть лучшими в своей профессии.

В 2017 года в целях обмена и изучения передового опыта, приобретения профессиональных знаний и навыков была разработана Концепция программы организации стажировок «Формула успеха» по группе компаний КМГ, в рамках которой прошли стажировку 39 работников из 8 компаний в 6 компаниях ДЗО КМГ. При этом в 2017 году был подписан Меморандум о сотрудничестве с АО РД «КазМунайГаз» в области организации стажировок для работников группы компаний КМГ.

В 2017 году достигнута договоренность с компаниями ТОО «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» ТОО НИИ ТДБ, ТОО «ProfessionalGeoSolutions», ТОО «Казхойл-Актөбе» о направлении работников на стажировку в 2018 году.

Наряду с указанными проектами КМГ активно ежегодно увеличивает количество обученных сотрудников. В 2017 году КМГ было обучено свыше 120 тыс. человек на общую сум-

му 5,6 млрд тенге, что на 23% выше показателей предыдущего года.

Начиная с 2017 года КМГ уделяет особое внимание обучению топ-менеджеров группы компаний КМГ. В 2017 году Кадровый комитет КМГ утвердил программы развития для топ-менеджеров корпоративного центра КМГ и ДЗО (СЕО-1, СЕО-2) «Единая программа развития» и для директоров и их заместителей, а также для участников Единого кадрового резерва «Эффективный руководитель».

ПРОГРАММА КАДРОВОГО РЕЗЕРВА

Одним из приоритетных направлений Кадровой политики КМГ является подготовка кадрового резерва, включающая в себя поиск и выявление молодых и перспективных лидеров с целью подготовки руководителей нового формата, обладающих необходимыми профессиональными компетенциями.

КМГ в 2017 году продолжил реализацию системного подхода по управлению талантами группы компаний КМГ. Проект получил название «Жұлдызды Аспан».

Основным его принципом является целенаправленная и систематическая подготовка руководящих кадров с целью обеспечения пре-

емственности управления, а также предоставления работникам возможности для развития и карьерного роста в группе компаний КМГ.

Так, в 2017 году был реализован масштабный проект по оценке менеджерского потенциала. В рамках проекта 190 руководителей из 52 дочерних организаций прошли онлайн-тестирование по определению уровня личностно-деловых компетенций. Оценка потенциала была интегрирована с индивидуальными результатами оценки достижения КПД за прошедший период, в результате чего все участники распределились по девятиматричной Карте талантов. Работники, попавшие в зеленую зону, были зачислены в План преемственности.

Кроме того, в 2017 году КМГ продолжил работу по развитию и продвижению высокопотенциальных работников, зачисленных в Единый кадровый резерв группы компаний КМГ.

Так, из 86 резервистов, зачисленных в Единый кадровый резерв группы компаний КМГ, 29 работников продвинулись по карьерной лестнице, 8 из них были назначены на руководящие должности в группе компаний КМГ.

Тренинги для резервистов проводятся с привлечением лучших казахстанских и российских тренеров и направ-

Бизнес модель и география бизнеса
Стратегия
Переход к новой операционной модели
Результаты деятельности
Технологии: НИИ ТДБ
Социальная и экологическая ответственность
Управление рисками
Отчет по корпоративному управлению

лены на развитие личностно-деловых компетенций и профессиональных навыков. В 2017 году в рамках реализации программы «Эффективный руководитель», утвержденной Кадровым комитетом КМГ, прошли обучение 28 резервистов. Всего по данной программе по девяти темам планируется обучить 54 резервиста.

Помимо тренинговых программ специально для резервистов разработаны и проводятся двухдипломные программы EMBA. В 2017 году по программе EMBA успешно закончили обучение шесть резервистов, девять продолжают учебу по программе КБТУ-РГУ, а еще 18 — по программе КБТУ-УГНТУ.

В рамках реализации программы стажировок семь резервистов

прошли стажировку в таких компаниях как General Electric и Роснефть, а также в университете Абердина, нефтяной столице Европы.

КОЛЛЕКТИВНЫЕ ДОГОВОРА

По группе компаний КМГ на сегодняшний день со многими трудовыми коллективами произведены коллективные договоры, различные как по содержанию (разные условия социальной поддержки), так и по структуре.

В целях унификации разработана Типовая форма коллективного договора, которая устанавливает единые принципы для организации оплаты труда, оказания социальной поддержки, условий труда, режима работы и отдыха и т.д. Коллективны-

ми договорами ДЗО КМГ предусмотрены основной социальный пакет, включающий в себя материальную помощь к трудовому отпуску, в связи с рождением/усыновлением, в связи со смертью работника, членов семьи работника, социальные выплаты по беременности и родам, работникам, находящимся в отпуске по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет, компенсацию при расторжении трудового договора в случае невозможности перевода на другую работу в связи с общей утратой трудоспособности, получением инвалидности, добровольное медицинское страхование на случай болезни и медицинское обслуживание работников и членов их семей, организацию отдыха детей работников в возрасте от 7 до 14 лет в детских оздоровительных лагерях и т.д.

Социальные проекты

КОРПОРАТИВНЫЕ И ПРАЗДНИЧНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

На общекорпоративном уровне по группе компаний КМГ в целях консолидации трудовых коллективов проводятся корпоративные Спартакиада и конкурс профессионального мастерства «Үздік маман». Во время этих мероприятий работники разных ДЗО могут обмениваться опытом и контактами, познакомиться с технологическими процессами других предприятий и т.д.

КОНКУРС ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО МАСТЕРСТВА «ҮЗДІК МАМАН»

В 2017 году на промышленных объектах АО НК «КазМунайГаз»



ЕДИНЫЙ КАДРОВЫЙ РЕЗЕРВ ГРУППЫ КОМПАНИЙ КМГ

КАДРОВЫЙ РЕЗЕРВ

86 ЧЕЛОВЕК



КАРЬЕРНЫЙ РОСТ

29 ЧЕЛОВЕК



В РУКОВОДСТВО

8 ЧЕЛОВЕК



Обращение

Тенденции и вызовы рынка

Ключевые события 2017 года

Основные показатели

Бизнес модель и география бизнеса

Стратегия

Переход к новой операционной модели

Результаты деятельности

Технологии: НИИ ТДБ

Социальная и экологическая ответственность

Управление рисками

Отчет по корпоративному управлению

прошел финальный этап конкурса профессионального мастерства «Лучший по профессии — 2017» среди работников группы компаний КМГ. Первый этап прошел ранее в дочерних предприятиях, в нем приняли участие 3 200 работников по 32 базовым профессиям нефтегазового комплекса.

В финальной части конкурса мастерство продемонстрировали 120 участников по 17 рабочим профессиям. Конкурсанты показали свои теоретические знания, практические навыки.

Наряду с опытными работниками в объединенном конкурсе КМГ приняли участие лучшие молодые профессионалы, добросовестным трудом и высоким мастерством доказавшие право представлять свои предприятия на главных профессиональных площадках КМГ.

СПАРТАКИАДА СРЕДИ НЕФТЯНИКОВ

В целях развития корпоративной культуры и укрепления гармоничных взаимосвязей в трудовых коллективах КМГ поддерживает командообразующие инициативы, в том числе проведение ежегодной спартакиады среди сотрудников группы КМГ.

Здоровый соревновательный дух и неформальное общение в ходе про-

ведения спартакиады способствуют формированию командного духа и ответственности за имидж своей компании и группы КМГ в целом.

Спартакиада ежегодно собирает большое количество участников: так, в 2017 году 28 организаций (более 300 человек) приняли участие в состязаниях по семи видам спорта (мини-футбол, волейбол, плавание, баскетбол, шахматы, теннис, армрестлинг).

МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА КМГ

В КМГ функционирует Совет по делам молодежи, целью которого является формирование и реализация единой молодежной политики по группе компаний КМГ и дочерних и зависимых организаций КМГ. Утверждена Молодежная политика КМГ, в рамках которой определены пять направлений деятельности: профессиональное развитие, культурное развитие, инновационно-рационализаторские инициативы, пропаганда спорта и здорового образа жизни, социальная поддержка.

В рамках реализации Молодежной политики в 45 дочерних предприятиях КМГ созданы молодежные советы, которые иницируют и организуют праздничные, социально-благотворительные, спортивные, интеллектуальные и информационные мероприятия.

Ежегодно проходит Слет молодых специалистов группы компаний КМГ.

Ежегодно проводится конкурс на разработку лучших инновационных идей среди молодых работников группы компаний КМГ в возрасте до 29 лет.

РЕЙТИНГ СОЦИАЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ

Согласно исследованиям Рейтинга социальной стабильности (РСС), проводимым Центром социального партнерства АО «Самрук-Қазына», РСС КМГ с 2013 по 2017 год вырос с 61 до 76% и находится на уровне «выше среднего».

По результатам исследования РСС по всем выявляемым тревожным зонам в КМГ и отдельных ДЗО разрабатываются и актуализируются Планы мероприятий по обеспечению социальной стабильности.

План мероприятий КМГ по обеспечению социальной стабильности на 2016–2018 охватывает различные сферы деятельности компаний, влияющие на социальное самочувствие работников (внутренние коммуникации, качество питания, бытовые условия, обеспечение СИЗ, обучение, карьерный рост и т.п.).

КОДЕКС ДЕЛОВОЙ ЭТИКИ

В Кодексе деловой этики утверждены такие корпоративные ценности, как компетентность и профессионализм, репутация, безопасность, экологичность, ответственность, уважение человеческой личности, командный дух, меритократия.

В КМГ действуют структурные подразделения, призванные отвечать за выявление, предотвращение и профилактику возможных нарушений делового поведения и бизнес-этики (подразделение управления человеческими ресурсами, служба корпоративной безопасности, телефоны горячей линии, электронная информационная

система доверия КМГ и др.). Также наряду с ними введена должность корпоративного Омбудсмена для урегулирования спорных/конфликтных ситуаций.

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, злоупотребления и превышения должностных полномочий, халатности и бездействия в работе и других правонарушений.

ЕДИНАЯ СИСТЕМА ВНУТРЕННИХ КОММУНИКАЦИЙ

Во всех производственных предприятиях КМГ внедрены правила внутренних коммуникаций, согласно которым системно два раза в год проводятся отчетные встречи первых руководителей с трудовыми коллективами, ежеквартально проводятся встречи линейных руководителей ДЗО КМГ с коллективами, встречи руководителей с профсоюзом, регламентирована возможность каждого работника обратиться с вопросами к руководству предприятий и своевременно получить ответ.

В 2017 году проведено более 70 отчетных встреч первых руководителей с трудовыми коллективами.

Спонсорство и благотворительность

Решением Совета директоров АО «Самрук-Қазына» от 28 января 2016 года (протокол № 126) утверждены Политика благотворительности Фонда и Благотворительная программа Фонда.

Согласно Политике благотворительности, всю благотворительную деятельность группы компаний Фонда осуществляет Фонд развития социальных проектов «Samruk-Kazyna Trust».

Приоритетные направления деятельности:

- ♦ помощь людям, сообществам в социальном и медицинском секторе;



Согласно исследованиям Рейтинга социальной стабильности (РСС), проводимым Центром социального партнерства АО «Самрук-Қазына», РСС КМГ с 2013 по 2017 год вырос с 61 до 76% и находится на уровне «выше среднего».

76%

- ◆ развитие медиа, культурного сообщества, развитие человеческого потенциала;
- ◆ укрепление трудовых отношений, межнациональных отношений, инвестиции в устойчивое развитие общества;
- ◆ поддержка региональных бизнес инициатив;
- ◆ продвижение имиджа «Астана» на мировой арене.

Астана Экспо-2017

На международной специализированной выставке «Астана Экспо-2017» группа компаний КМГ выступила одним из спонсоров, а также представила свою экспозицию «Наш путь» на выделенной территории площадью 370 м² в корпоративном павильоне. В экспозиции была представлена информация о деятельности вертикально-интегрированного национального нефтегазового оператора, о вкладе компании в экономику и общество Казахстана, а также о перспективах развития нефтегазовой отрасли сопричастной к тематике Выставки «Энергия будущего».

28 июня 2017 года прошла Церемония открытия павильона для высшего руководства КМГ и членов Правления СД.

В рамках участия КМГ в Специализированной международной выставке «ЭКСПО-2017» 22—23 июля 2017 года был проведен ежегодный Четвертый Слет молодых специалистов группы компаний КМГ. Слет прошел под девизом «Нефть будущего». Молодежный

Фонд развития социальных проектов «Samruk-Kazyna Trust» реализует благотворительные проекты и программы, направленные на решение социально значимых для населения вопросов от всей группы компаний АО «Самрук-Қазына». Деятельность Фонда осуществляется при содействии государственных органов, Правительства РК и экспертов в сфере общественной и социальной политики. Администраторами благотворительных проектов Корпоративного фонда выступают неправительственные организации, определенные на конкурсной основе.

слет КМГ собрал 200 человек из разных регионов страны. В мероприятии приняли участие руководители КМГ, молодые специалисты, работники ключевых предприятий холдинга, эксперты нефтегазовой отрасли.

Главным мероприятием форума стала панельная сессия «Нефть будущего». Эксперты отрасли представили участникам слета свое видение современных тенденций развития нефтегазовой отрасли, будущей роли «нефтянки» в глобальной системе энергообеспечения. Руководители бизнес-направлений КМГ рассказали молодым специалистам о стратегических планах Компании, о программе трансформации и о направлениях молодежной политики КМГ.

Эксперты КМГ также приняли участие в качестве спикеров на панельных сессиях Future energy Forum в рамках ЭКСПО, где представили информацию о деятельности КМГ по обеспечению экологической устойчивости



и углеродному следу группы КМГ, о деятельности в области устойчивого развития.

Компания в составе экспертной группы Министерства энергетики провела анализ возможного применения новых (экологичных) технологий, предлагаемых в рамках международной специализированной выставки EXPO-2017, и определила ряд технологий, которые рассматриваются как перспективные и рекомендованы к внедрению в дочерних и зависимых организациях.

По результатам оценки был отобран ряд проектов, возможных для внедрения на предприятиях Группы компаний КМГ. На сегодняшний день рассматривается возможность использования турбодетандерных установок на объектах АО «КазТрансгаз», мобильных комплексах очистки сточных вод и комплекса очистных сооружений «Велкинмяки» в АО «МангистауМунайГаз», энергосберегающей установки «Турбосфера», газовой турбины, а также регулирующего клапана компании «General Electric» в АО «Эмбамунайгаз».

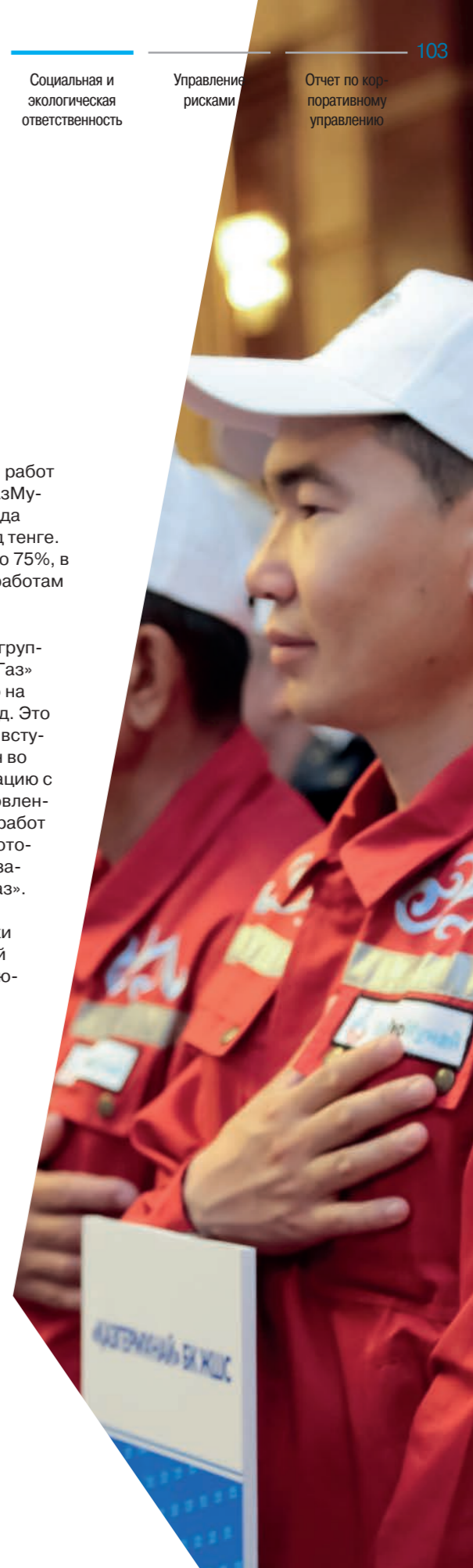
ЗАКУПКИ И МЕСТНОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Общий объем закупок товаров, работ и услуг по группе компаний «КазМунайГаз» по итогам 2017 года составил 2 триллиона 553 млрд тенге. Местное содержание составило 75%, в том числе по товарам — 79%, работам и услугам — 73%.

Доля местного содержания по группе компаний АО НК «КазМунайГаз» за 2017 год составила 75%, что на 1% ниже показателя за 2016 год. Это обусловлено тем, что в связи с вступлением Республики Казахстан во Всемирную Торговую Организацию с 2016 года вступили в силу обновленные Правила закупок товаров, работ и услуг АО «Самрук-Қазына», которыми руководствуются организации группы АО НК «КазМунайГаз». В обновленном документе все положения по мерам поддержки отечественных производителей товаров, работ и услуг, за исключением закупок в рамках контрактов на недропользование, исключены.

ОБЩАЯ СУММА ТОВАРОВ, РАБОТ И УСЛУГ И ДОЛЯ МЕСТНОГО СОДЕРЖАНИЯ (МЛРД ТГ)

ГОД	ИТОГО	Доля МС, %	Товары		Работы/услуги	
			сумма	Доля МС, %	сумма	Доля МС, %
2016	1 871	76	722	83	1 149	71
2017	2 553	75	863	79	1 690	73



Экологическая ответственность, безопасность на рабочем месте и промышленная безопасность

Цели по управлению в области охраны труда и окружающей среды напрямую связаны со Стратегией развития группы компаний КМГ, которая предусматривает обеспечение высокого уровня охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с мировыми стандартами. КМГ осуществляет производственную деятельность в соответствии с требованиями национального законодательства и Политикой группы компаний КМГ в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Согласно Политике, основными принципами управления ОТОС являются выявление и управление рисками, внедрение безопасных и ресурсосберегающих технологий, направленных на снижение эмиссий загрязняющих веществ и парниковых газов и повышение энергоэффективности, обеспечение постоянной готовности персонала и производственных объектов к действиям в аварийных и чрезвычайных ситуациях, обеспечение прозрачности и информированности. Действие Политики распространяется на всех работников группы компаний КМГ, а также работников подрядных организаций, оказывающих услуги на объектах КМГ.

Соответствие высочайшим стандартам безопасности является двигателем производственного успеха и одной из стратегических установок КМГ. Для достижения и поддержания высоких показате-



телей производства КМГ развивает культуру безопасности по всей группе компаний, не ограничиваясь регламентами и процедурами, а кардинально меняя культуру ведения бизнеса.

После нескольких лет сбора данных получено понимание основных факторов, влияющих на показатели безопасности деятельности группы компаний КМГ. Проблемы с внутренними процедурами, обучением и компетенцией работников — ключевые факторы, которые оказывают влияние на надежность производства. Вооружившись новыми данными, КМГ создает целевые программы для обеспечения надежности, которые в процессе модернизации будут охватывать человеческие факторы.

Несмотря на важность технологий, предназначенных для снижения ри-

ска, никакая технологическая инновация не сможет решить проблему необдуманных решений. Определяющим фактором продолжают оставаться люди. Поэтому обеспечение компетентности работников становится неотъемлемой частью развития.

Большое значение в группе компаний КМГ уделяется обучению в области ОТ, ПБ и ООС. По сравнению с прошедшими отчетными периодами 2015—2016 годов возросло число работников, прошедших обучение, а также затраты на эти цели.

В целом, 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 РК, а также обязательные

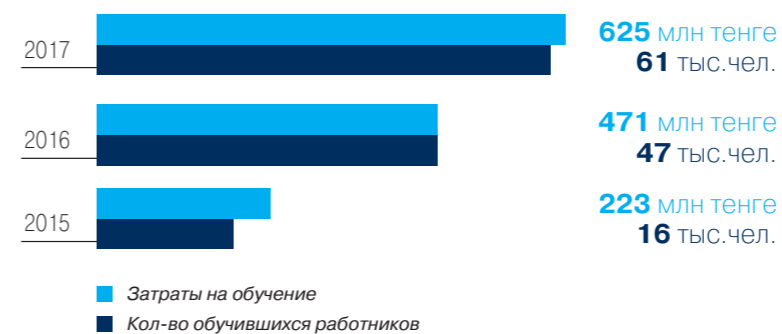
требования законодательства РК в части обязательного обучения, подготовки и повышения квалификации персонала, в целом более приоритетными являются направления безопасности и охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

За отчетный период обязательное обучение прошли 56 тыс. работников, или 92% от общего числа обученного персонала ОТ, ПБ и ООС на сумму 490 млн тенге.

В целом за 2017 год обучилось 61 140 работников группы компаний КМГ на общую сумму 625 млн тенге.

Из числа работников группы компаний КМГ, прошедших в 2017 году обучение по вопросам ОТ, ПБ и ООС, уровень высшего звена составляет 1,3 тыс. человек, среднего — 59,8 тыс. человек.

ОБУЧЕНИЕ ПО ОТ, ПБ И ООС



Обращение
Тенденции и вызовы рынка
Ключевые события 2017 года
Основные показатели

Бизнес модель и география бизнеса
Стратегия
Переход к новой операционной модели
Результаты деятельности
Технологии: НИИ ТДБ
Социальная и экологическая ответственность
Управление рисками
Отчет по корпоративному управлению

Система управления ОТ, ПБ и ООС

Цель в 2017	Прогресс в 2017	Приоритеты в 2018
Внедрение трехуровневой системы Комитетов по ОТОС	Уровни Комитетов по ОТОС 1. Совет директоров КМГ – основная функция: «Утверждение и мониторинг деятельности других комитетов» 2. Корпоративный центр – основная функция: «Разработка, оценка, согласование системы управления ОТОС, стандартов, КПД» 3. ДЗО – основная функция: «Реализация программ и стандартов безопасности»	Упрощение и гармонизация политик, регламентов и систем безопасности во всей Группе. Будет разработана и внедрена единая Корпоративная Система менеджмента по ОТ, ПБ и ООС
Разработка корпоративных стандартов по ОТ и ПБ	Разработаны 6 новых Стандартов: <ul style="list-style-type: none"> ◆ Правила осуществления проверки и оценки готовности организаций, входящих в группу компаний АО НК «КазМунайГаз», к предупреждению и тушению пожаров; ◆ Правила поведенческого наблюдения по безопасности АО НК «КазМунайГаз»; ◆ Регламент по организации экстренной медицинской помощи в группе компаний АО НК «КазМунайГаз»; ◆ Правила по предоставлению отчетности по ключевым показателям безопасности и охраны труда АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних и зависимых организаций; ◆ Правила выявления опасностей и рисков в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды при проведении работ повышенной опасности АО НК «КазМунайГаз»; ◆ Правила изоляции источников энергии АО НК «КазМунайГаз». 	Постоянное совершенствование и разработка новых «инструментов» безопасности. Планируется разработка Стандартов: <ul style="list-style-type: none"> ◆ СИЗ ◆ ПНБ вождения ◆ управления кризисными ситуациями ◆ управления подрядными организациями ◆ экологические стандарты <p>Цифровизация</p>

Система управления ОТ, ПБ и ООС

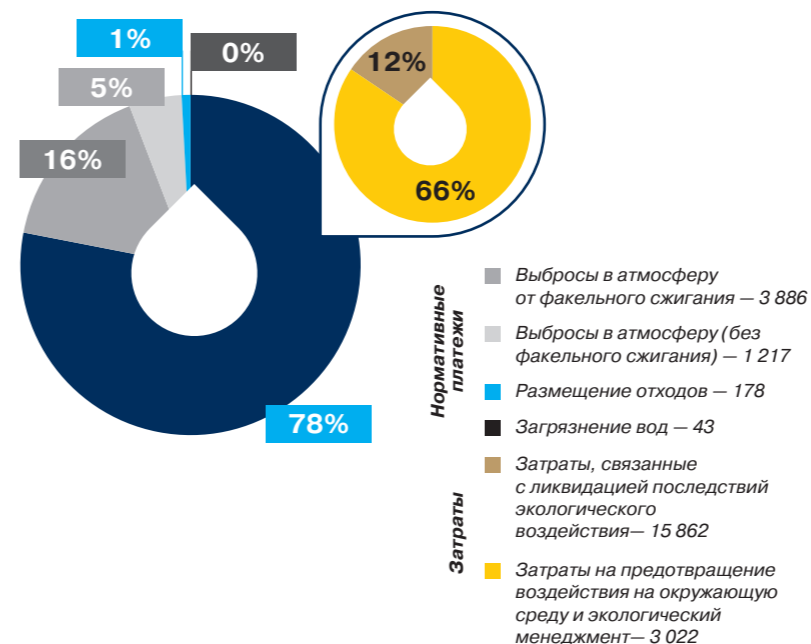
Здоровье и безопасность работников, промышленная безопасность

Цель в 2017	Прогресс в 2017	Приоритеты в 2018
Для достижения нашей долгосрочной цели - полное отсутствие травм, инцидентов и разливов, были установлены: корпоративный КПД по снижению коэффициента несчастных случаев с потерей рабочего времени (LTIR) на 15% в качестве целевого показателя	Количество несчастных случаев с потерей рабочего времени снизилось на 18% в сравнении с прошлым годом (71 случай в 2017 году). Общее количество смертельных случаев снизилось по сравнению с 2016 годом на 28%. В 2017 году КМГ потеряло 5 работников. Общее количество смертельных случаев, не связанных с трудовой деятельностью снизилось по сравнению с 2016 годом на 35% (26 случаев в 2017 году). Количество дорожно-транспортных происшествий по Группе увеличилось на 25% в сравнении с прошлым годом. В 2017 году произошло 89 ДТП. Соотношение общего количества работников к одному работнику ОТОС улучшилось на 7% (снизилось с 1:87 до 1:81).	КПД для ДЗО в 2018 году - Коэффициент несчастных случаев с потерей рабочего времени (LTIR) Вовлечение работников в вопросы безопасности через Программу ПНБ (запланировано для проведения >35 000 ПНБ), фокус будет перемещен от количества к качественному проведению наблюдений. Безопасное вождение, внедрение программы ПНБ вождения (запланировано для проведения >15 000 ПНБ)
КПД для высшего руководства группы по проведению ПНБ (>50 000 ПНБ)	Реализация кампании по повышению осведомленности использования ремней безопасности с применением тренажера-имитатора «Convincer».	
Начиная с 2014 года, КМГ инициировало в практику и использует отчетность в соответствии с требованиями и стандартами IOGP, проводит бенчмаркинг с аналогичными компаниями нефтегазового сектора	Внедрение единого подхода к проверке и оценке готовности противопожарных служб к предупреждению и тушению пожаров на наших производственных объектах	Повышение прозрачности КМГ путем предоставления отчетности в IOGP по ОТ, ПБ и ООС, участие в работе профильных подкомитетов, рабочих групп Ассоциации.
	КМГ является полноправным членом IOGP с января 2018 года.	

	Цель в 2017	Прогресс в 2017	Приоритеты в 2018
Охрана окружающей среды	Создание Программы целостности промышленных трубопроводов в добывающих компаниях Завершение проектов по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ)	Достигнут уровень сжигания ПНГ 85% ДИНАМИКА ДОБЫЧИ И СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В КМГ (ЗА ПЕРИОД С 2001 ПО 2017 ГГ.) 	Реализация мероприятий по повышению полезного использования ПНГ. Дальнейшее сотрудничество со Всемирным банком Отчетность за 2017 год в рамках инициативы GGFR
	С 2015 года КМГ является участником инициативы Всемирного Банка «Полное прекращение регулярного факельного сжигания ПНГ к 2030 году». (GGFR)		
	Вступление в Глобальную Метановую Инициативу (ГМИ)	КМГ является членом проектной сети ГМИ Министерство энергетики РК является членом Подкомитета нефти и газа ГМИ.	Анализ и оценка косвенных выбросов парниковых газов по группе компаний АО НК «КазМунайГаз» и отчетность в рамках климатической программы CDP (Carbon Disclosure Project). Корпоративный стандарт по управлению выбросами по группе компаний АО НК «КазМунайГаз».
Выбросы ПГ	Разработка Климатического плана Энергетический аудит Корпоративного центра и разработка Плана энергосберегающих мероприятий		
	Реализация Дорожной карты по энергосбережению и энергоэффективности (экономия не менее чем 0,9 млн ГДж энергии в 2017 г.)	В 2017 году был проведен энергетический аудит Корпоративного центра. По его результатам разработано 11 мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности. Возможный потенциал от внедрения мероприятий составит 14,3% от общего объема потребления ТЭР в базовом 2016 году. В 2017 году выполнено более 82 мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности, экономия ТЭР составила 0,67 млн ГДж. В связи с тем, что основные мероприятия по энергосбережению и энергоэффективности были реализованы в конце 2017 года, экономический эффект будет заметен лишь в 2018 году.	Исследования по определению Индекса энергоэффективности НПЗ («индексы, рассчитываемые по методике международной компании Solomon»)

Экологические индикаторы	Добыча			Транспортировка			Переработка		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Сжигание ПНГ									
Количество сожженного газа на единицу добытого УВС (тонн на 1 000 тонн добытого УВС)	12	12	11	-	-	-	-	-	-
Факельное сжигание (млн м³)	0,3	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-
Энергоемкость									
Энергопотребление (млн. ГДж)	41,4	40,7	39,1	33,2	32,3	37,4	42,4	40,2	43
Удельное потребление энергоресурсов (Гдж на тонну добытого УВС)	1,8	1,73	1,62	-	-	-	3	2,9	3
Выбросы загрязняющих веществ									
Оксиды серы (SO _x) (тыс. тонн SO ₂)	7	9	7,8	0,3	0,4	0,2	9,4	7,5	6,8
Оксиды азота (NO _x) (тыс. тонн NO ₂)	5,5	6,1	6,3	2,7	3,2	3,5	5	3,5	3,9

СТРУКТУРА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА 2017 ГОД, МЛН ТЕНГЕ



ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Приоритетными направлениями в области охраны окружающей среды являются:

- управление выбросами парниковых газов, сокращение факельного сжигания;
- утилизация исторических отходов,
- рекультивация земель;
- повышение энергоэффективности.

«КазМунайГаз» стремится к непрерывному совершенствованию системы управления в области охраны окружающей среды, активно взаимодействует по вопросам экологии со всеми заинтересованными сторонами, а также на ежегодной основе публикует информацию по всем экологическим аспектам, тем самым постоянно подтверждая свою приверженность открытости и ответственности перед обществом.

По итогам 2016—2017 годов наблюдается тенденция уменьшения оплаченных штрафных санкций за нарушения экологического законодательства по сравнению с предыдущими годами.

В 2017 году общая сумма оплаченных штрафных санкций составила 245 млн тенге (1 170 млн тенге в 2016 году, 1 764 млн тенге в 2015 году), включая административный штраф, ущерб и сверхнормативные платежи.

ДОСТИЖЕНИЯ

Для повышения культуры безопасности и снижения уровня травматизма на производстве в 2017 году были достигнуты следующие результаты:

- ◆ Внедрение Программы поведенческих наблюдений по безопасности — 85 301 проведенных ПНБ по группе компаний КМГ.
- ◆ Комплексные аудиты в ДЗО с самым высоким уровнем травматизма.
- ◆ Выездные презентации с целью обучения работников новым программам по безопасности, топ-менеджмента — важности их вовлеченности в процессы безопасности.
- ◆ Общая оценка внедрения Дорожной карты на 2017—2018 годы, содержащая в себе стратегические инициативы в сфере ОТОС, составила 82% по результатам деятельности за 2017 год.
- ◆ В рамках кампании по повышению осведомленности использования ремней безопасности около 250 работников корпоративных центров г. Астана опробовали действие тренажера-симулятора «Конвинсер». Более 1 000 работников приняли

непосредственное участие в презентациях. Далее «Конвинсер» был направлен в Мангистаускую область для дальнейшего проведения кампании в регионах.

- ◆ Проведен III ежегодный конкурс Председателя Правления КМГ «Лучшие инновационные идеи и практики в области охраны здоровья, труда и окружающей среды группы компаний АО НК «КазМунайГаз».
- ◆ Разработка мобильных приложений «8 Золотых Правил», «Азбука безопасности», «10 шагов к оздоровлению» работниками «Интергаз Центральная Азия».
- ◆ В 2017 году КМГ возглавило первый экологический рейтинг нефтегазовых компаний Казахстана, организованный Всемирным фондом дикой природы (WWF) России и группой CREON Energy при поддержке Министерства энергетики Республики Казахстан и в партнерстве с Программой ООН по окружающей среде в Центральной Азии (UNEP — CA) и Национальным рейтинговым агентством, заняв первое место.



ҚазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY
ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯ



11

**УПРАВЛЕНИЕ
РИСКАМИ**

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Корпоративная система управления рисками является ключевым компонентом системы корпоративного управления, направленного на своевременную идентификацию, оценку, мониторинг и уменьшение потенциальных рисков событий, которые могут негативно повлиять на достижение стратегических и операционных целей Компании.

Осознавая значимость корпоративной системы управления рисками и управления рисками на консолидированной основе, а также ожидания акционеров КМГ о необходимости применения высоких стандартов управления рисками, в 2017 году КМГ провел значительные работы по совершенствованию управления рисками.

В частности, в карту ключевых показателей деятельности руководителей, курирующих ключевые направления, был включен показатель «Внедрение вертикального процесса по управлению рисками в Группе компаний КМГ». Этот показатель характеризует степень реализации комплекса мероприятий, направленных на внедрение вертикального процесса по управлению производственными и непроизводственными рисками в группе компаний КМГ, более 50% акций (долей участия в уставном капитале) которых прямо или косвенно принадлежат КМГ на праве собственности или доверительного управления.

С целью проведения своевременной идентификации, оценки, анализа, управления и мониторинга за состоянием рисков по группе компаний КМГ был реализован проект по автоматизации системы управления рисками. Автоматизированная система управления рисками позволяет существенно сократить временные и трудовые ресурсы, а также оперативно формировать информацию для принятия

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ КМГ



управленческих решений с учетом рисков, а также своевременно предоставлять актуальную информацию в части всех существенных рисков группы компаний КМГ, влияющих на достижение КПД с планами мероприятий по их митигированию.

В КМГ на постоянной основе проводится независимая оценка эффективности корпоративной системы управления рисками. В рамках этой

РИСКИ

Деятельность Компании подвержена влиянию различного спектра рисков в следующих областях:

- 1) производственные риски, связанные с процессом производства;
- 2) непроизводственные риски, связанные с непроизводственными бизнес-процессами;
- 3) риски внешней среды, малоуправляемые либо неуправляемые.

Совет директоров КМГ на ежегодной основе утверждает Регистр рисков, Карту рисков, План мероприятий по управлению рисками Компании. Согласно Регистру и Карте рисков Компании на 2017 год выявлен и оценен 31 риск по указанным областям. По каждому риску разработаны мероприятия по их управлению, определены владельцы рисков. Проводится постоянный мониторинг динамики ключевых рисков и выполнения мероприятий

оценки проведена диагностика системы корпоративного управления КМГ, в том числе и по компоненту «Управление рисками, внутренний контроль и аудит». Рейтинг по данному компоненту сложился на уровне ВВ. По итогам диагностики сформирован План мероприятий по дальнейшему совершенствованию корпоративной системы управления рисками.

по их митигированию, по итогам которого Правлению и Совету директоров КМГ направляется ежеквартальный отчет.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РИСКИ

Снижение объемов добычи
Ключевым операционным риском является снижение объемов добычи на месторождениях, находящихся на заключительных стадиях разработки, их высокой себестоимости добычи, а также риск неуспешной реализации новых разведочных проектов. Вместе с тем, поисковое бурение усложняется в связи с трудноизвлекаемостью углеводородов, требует более современных технологических решений — моделирование с использованием виртуальной реальности и геолого-гидродинамическое 3D/4D-моделирование, новейшие технологии бурения, интегрированный скважинный сервис (IWS).

Для снижения риска геологоразведочных работ КМГ использует новые

Риск-культура в Компании развивается путем вовлеченности всех структурных подразделений КМГ и дочерних организаций КМГ в процесс управления рисками, а также за счет регулярного обмена информацией между Советом директоров, Правлением, Комитетом по рискам КМГ и работниками Компании.

технологии в области обработки и интерпретации сейсмических данных. Взаимодействие с ведущими компаниями мира позволяет активно внедрять современные технологии разведки и нефтедобычи.

Риск неблагоприятного экологического воздействия, причинения вреда жизни, здоровью производственного персонала и имуществу в результате аварийных и внештатных ситуаций, техногенных катастроф на производственных объектах и площадках

Производственная деятельность Компании является потенциально опасной, так как имеет взрыво- и пожароопасный характер производства, высокий риск неблагоприятного экологического воздействия, причинения вреда жизни, здоровью производственного персонала и имуществу в результате аварийных и внештатных ситуаций, техногенных катастроф на производственных объектах и площадках, а также в результате неправомерных дей-

ствий третьих лиц. Последствия от реализации таких рисков негативно влияют на репутацию, производственную и финансовую деятельность Компании.

В целях минимизации производственных рисков Компания проводит следующие мероприятия:

- 1) обеспечение своевременного проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- 2) своевременное проведение реконструкции, модернизации;
- 3) расчет оптимального технологического режима и разработка оптимальных режимов эксплуатации оборудования;
- 4) своевременное проведение диагностики и выявление потенциально-опасных факторов, которые могут привести к коррозии;
- 5) повышение квалификации обслуживающего персонала.

Чтобы не допустить несчастные случаи на производстве, Компания реализует организационно-технические мероприятия, обеспечивающие:

- 1) безопасное проведение работ, предупреждение производственного травматизма и профессиональных заболеваний,
- 2) своевременное проведение обучения и проверки знаний по вопросам безопасности и охраны труда, присутствие на месте проведения работ руководите-

лей работ и ответственных за их проведение должностных лиц;

- 3) внутренний контроль в области безопасности и охраны труда.

Компания поэтапно внедряет современные инженерно-технические средства защиты и проводит оптимизацию охранной деятельности на наиболее криминогенных участках нефтепроводов.

В соответствии с требованиями законодательства РК 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, в рамках Корпоративной программы перестрахования КМГ, целью которой является установление порядка размещения корпоративной программы страхования рисков для обеспечения качественной защиты имущественных интересов и ответственности КМГ и его аффилированных юридических лиц, ежегодно заключаются договоры добровольного страхования имущества от ущерба (от риска случайной гибели, утраты или повреждения) в результате наступления страхового случая. В периметр Корпоративной программы перестрахования КМГ включены 36 дочерних организаций.

Социальный риск

В рамках реализации Программы развития нефтесервисных активов КМГ (5/50), оптимизации численности, несмотря на разъяснительные

работы, коммуникации на местах есть риск негативной интерпретации данной программы, что может привести к социальному недовольству работников и к несанкционированным забастовкам. Данный риск неоднократно реализовывался и оказывал значительное влияние на производственные показатели Компании.

Основными направлениями для снижения риска несанкционированных забастовок являются мониторинг и анализ социального климата, своевременная выработка мер по решению проблемных вопросов. В этой связи КМГ принял внутренние документы, а также внедрил в Компании внутренние коммуникации между работодателем и работниками, в том числе обязательные отчетные встречи первых руководителей с трудовыми коллективами, ежеквартальные встречи линейных руководителей с работниками, встречи руководства производственных организаций с профсоюзами и другие, которые являются инструментами как мониторинга социального климата, так и совместного решения поднимаемых вопросов и проведения разъяснительной работы.

Действующей площадкой активного диалога с молодежной средой являются молодежные советы. В КМГ выстраивается система единой молодежной политики, предусматривающая формирование активной жизненной позиции у молодых работников, вовлечение молодежи и непосредственное участие в социальной и производственной жизни

НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РИСКИ

Риск ликвидности

Ключевыми рисками для КМГ являются риски, связанные с ликвидностью и финансовой устойчивостью. Отсутствие достаточных финансовых ресурсов может привести к несоблюдению ковенантов по долговым обязательствам, а также ставят под угрозу реализацию стратегически важных проектов и сохранение высоких темпов развития. Для преодоления этих рисков наряду с применением технологий Компания сосредоточена на повышении операционной деятельности, четкой приоритизации капитальных затрат, а также рационализации портфелей активов и проектов Компании.

Налоговый риск

Компания также подвержена влиянию налогового риска, основным внешним фактором которого является неоднозначное толкование налогового законодательства РК. Компания не может повлиять на решения налоговых органов в отношении доначислений налогов, штрафов и пени, основанных на неправомерной интерпретации налогового законодательства по итогам проведенных налоговых проверок. В целях минимизации налоговых рисков Компания улучшает процессы налогового администрирования, проводит налоговые аудиты.

Коррупционный риск

Распределение ресурсов не в лучших интересах Компании, нанесение ущерба Компании в целях получения личной выгоды, любые факты проявления мошенничества и коррупционных действий являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании вне зави-

симости от размера финансового ущерба.

Являясь субъектом Закона РК «О противодействии коррупции», а также иных законодательных актов по вопросам противодействия коррупции КМГ принял Антикоррупционные стандарты, а также обязательства по:

- 1) ведению антикоррупционного мониторинга;
- 2) проведению анализа коррупционных рисков (по внутренним причинам);

3) формированию антикоррупционной культуры;

4) установлению организационно-правовых механизмов, обеспечивающих подотчетность, подконтрольность и прозрачность процедур принятия решений;

5) принятию и соблюдению нормы деловой этики;

6) предотвращению конфликта интересов.



Компания проводит последовательную работу по внедрению и усилению систем внутреннего контроля, установлению единой политики предотвращения неправомерных 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.

РИСКИ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ

Колебание цен на нефть и нефтепродукты

Снижение цен на нефть в значительной степени скажется на ухудшении финансовых показателей Компании. КМГ проводит математическое моделирование ценового риска и сравнение полученных результатов с запланированными показателями. Компания способна оперативно провести оптимизацию затрат и капитальных вложений, чтобы выполнить свои обязательства при снижении цен на нефть, а также не исключает возможности приобретения финансовых инструментов для защиты от существенного падения цен на нефть.

Риск изменения процентных ставок и ликвидности банков второго уровня

Изменения процентных ставок, а также падение ликвидности банков второго уровня РК могут негативно повлиять на размещение временно свободных денежных средств (ВСД) и, соответственно, отразиться на финансовых результатах деятельности Компании. Для минимизации данных рисков Компания осуществляет диверсификацию размещения в финансовые инстру-

менты в заданных параметрах казначейского инвестиционного портфеля и регулярный мониторинг размещения ВСД по группе компаний КМГ. В результате управления риском Компания обеспечивает требуемую доходность по ВСД.

Основным источником заимствований является международный кредитный рынок. Основная часть долгового портфеля Компании — кредиты, номинированные в долларах США. Процентная ставка по обслуживанию части этих кредитов базируется на основе ставок по межбанковским кредитам LIBOR и EURIBOR. Увеличение этих процентных ставок может привести к удорожанию обслуживания долга Компании. Рост стоимости кредитов для Компании может негативно сказаться на показателях ее платежеспособности и ликвидности.

Страновые риски

Компания осуществляет операции в иностранных государствах, такие как размещение денежных средств на текущих/корреспондентских, депозитных счетах в финансовых организациях иностранных государств, приобретение ценных бумаг эмитентов иностранных государств; реализация инвестиционных проектов за рубежом посредством создания аффилированных юридических лиц, совместных предприятий, приобретения долей участия в иностранных компаниях. Любые изменения в экономической и политической ситуации страны-реципиента (иностранное государство, с которым сотрудничает либо планирует сотрудничество КМГ или дочерние организации и зависимые общества), военные действия и межгосударственные конфликты, могут негативно отразиться на финансовых результатах Компании. Компания ограничивает

уровень страновых рисков, устанавливая страновые лимиты на основе анализа страны-реципиента (с экономической, политической, стратегической, социальной и иных сторон), а также лимиты на балансовые и внебалансовые обязательства на банки-контрагенты.

Репутационный риск

Компания подвержена репутационному риску, влияющему на деловую репутацию и взаимоотношения с инвесторами, партнерами и другими заинтересованными сторонами. Компания проводит комплекс мер по управлению данным риском, включая ежедневный мониторинг публикаций в СМИ о деятельности Компании, публикует статьи о Компании в СМИ, организует брифинги, пресс-конференции, выступления руководства с целью освещения различных аспектов деятельности Компании, а также своевременно реагирует на негативные публикации в СМИ.

В целом, запланированная работа по управлению ключевыми рисками Компании в 2017 году выполнена в полном объеме. Компания предприняла соответствующие меры реагирования на ключевые риски, чтобы снизить вероятность их реализации и минимизировать/предотвратить возможные финансовые потери.

В рамках Программы трансформации КМГ и дальнейшего совершенствования системы риск-менеджмента в группе компаний КМГ в 2018 году будет продолжена работа по разработке и внедрению системы внутреннего контроля (управление рисками процессного уровня), а также по разработке и внедрению системы управления непрерывностью деятельности (управление рисками, ведущими к прерыванию деятельности).





12 ОТЧЕТ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

ОТЧЕТ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

Система корпоративного управления КМГ

- 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, инвесторов, работников КМГ.
- Действующая в КМГ система корпоративного управления постоянно совершенствуется с учетом требований и стандартов казахстанской и международной практик корпоративного управления.
- С 2015 года КМГ внедряет новый Кодекс корпоративного управления КМГ, утвержденный решением Правления АО «Самрук-Қазына» (протокол № 22/15 от 27 мая 2015 г.).

Цели Кодекса корпоративного управления КМГ — совершенствование корпоративного управления, обеспечение прозрачности управления, подтверждение приверженности КМГ следовать стандартам надлежащего корпоративного управления.

- Для оценки соответствия практики корпоративного управления КМГ положениям Кодекса корпоративного управления КМГ Правление АО «Самрук-Қазына» утвердило (протокол № 35/16 от 26 сентября 2016 г.) Методику диагностики корпоративного управления в юридических лицах, более пятидесяти процентов голосующих акций которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Қазына». В соответствии с новой Методикой диагностики корпоративного управления в 2017 году независимый консультант ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс» провел комплексную оценку системы корпоративного управления КМГ, по результатам которой КМГ присвоен рейтинг корпоративного управления на уровне «В» и разработан План по совершенствованию корпоративного управления на 2018–2020 годы.



Структура корпоративного управления в КМГ



* В лице Правления АО «Самрук-Қазына»

Обращение
Тенденции и вызовы рынка
Ключевые события 2017 года
Основные показатели

Бизнес модель и география бизнеса
Стратегия
Переход к новой операционной модели
Результаты деятельности
Технологии: НИИ ТДБ
Социальная и экологическая ответственность
Управление рисками
Отчет по корпоративному управлению

Совет директоров

◆ Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью КМГ, за исключением решения вопросов, отнесенных законодательными актами Республики Казахстан или Уставом к исключительной компетенции Общего собрания акционеров и к компетенции Правления КМГ. Решения Совета директоров принимаются в порядке, определенном Уставом КМГ.

◆ Совет директоров в соответствии с Уставом КМГ 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 условиям выпуска облигаций и производных ценных бумаг КМГ, принимает решение о заключении крупных сделок и сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, принимает решения по вопросам получения, передачи (переуступки) права недропользования (после согласования с Компетентным органом в соответствии с законодательством), заключения договоров (соглашений) о совместной деятельности со стратегическими партнерами для совместной реализации проектов по контрактам на недропользование, согласовании инвестиционных проектов, полная реализация которых предполагает осуществле-

ние КМГ и/или организациями, голосующие акции или доли участия которых прямо или косвенно принадлежат КМГ, совокупности инвестиций, стоимость которых превышает порог 20 млрд тенге и иным вопросам, предусмотренным законодательными актами Республики Казахстан или Уставом КМГ.

◆ Совет директоров КМГ не только принимает управленческие решения, но и играет ведущую роль в развитии системы корпоративного управления КМГ. Например, на рассмотрение Совета директоров КМГ выносятся результаты независимой диагностики корпоративного управления с информацией об уровне рейтинга корпоративного управления и рекомендациями по его улучшению, на основании которых Совет директоров утверждает план мероприятий по совершенствованию системы корпоративного управления КМГ. Также Совет директоров на регулярной основе осуществляет мониторинг реализуемых мероприятий и утверждает Отчет о соблюдении принципов и положений Кодекса корпоративного управления КМГ, Отчет об исполнении Плана мероприятий по совершенствованию системы корпоративного управления КМГ.

СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В ТЕЧЕНИЕ ГОДА

С января 2017 года Совет директоров КМГ функционировал в следующем составе:

- 1) Куйлаарс Францискус Корнелис — председатель, независимый директор;
- 2) Уолтон Кристофер Джон — независимый директор;
- 3) Лэйн Питер Уильям — независимый директор;
- 4) Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич — независимый директор;
- 5) Бейсенгалиев Берик Турсынбекович — управляющий директор по оптимизации активов — член Правления АО «Самрук-Қазына», представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;
- 6) Грюал Балжит Каур — управляющий директор по стратегии и управлению портфелем активов — член Правления АО «Самрук-Қазына», представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;
- 7) Карабалин Узакбай Сулейменович — представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;
- 8) Мынбаев Сауат Мухаметбаевич — председатель Правления КМГ.

Решением Правления АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» от 29 июня 2017 года (протокол №20/17) состав Совета директоров КМГ избран в количестве 9 человек:

- 1) Уолтон Кристофер Джон — председатель, независимый директор;
- 2) Куйлаарс Францискус Корнелис — независимый директор;
- 3) Лэйн Питер Уильям — независимый директор;
- 4) Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич — независимый директор;
- 5) Уайт Стивен Джеймс — независимый директор;

6) Бейсенгалиев Берик Турсынбекович — управляющий директор по оптимизации активов — член Правления АО «Самрук-Қазына», представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;

7) Грюал Балжит Каур — управляющий директор по стратегии и управлению портфелем активов — член Правления АО «Самрук-Қазына», представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;

8) Карабалин Узакбай Сулейменович — представитель интересов АО «Самрук-Қазына»;

9) Мынбаев Сауат Мухаметбаевич — председатель Правления КМГ.

Срок полномочий членов Совета директоров КМГ определен на период в 3 года с даты принятия указанного решения, за исключением независимых директоров Куйлаарса Ф.К. и Лэйна П.У., для которых срок полномочий истек 31 июля 2017 года.

Решением Правления АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» от 4 октября 2017 года (протокол № 32/17) досрочно прекращены полномочия Бейсенгалиева Б.Т. в Совете директоров КМГ, членом Совета директоров КМГ избран Илькявичюс А.О., управляющий директор по трансформации и специальным проектам АО «Самрук-Қазына» в качестве представителя интересов АО «Самрук-Қазына».



Обращение

Тенденции и
вызовы рынкаКлючевые события
2017 годаОсновные
показателиБизнес модель и
география бизнеса

Стратегия

Переход к новой
операционной
моделиРезультаты
деятельностиТехнологии:
НИИ ТДБСоциальная и
экологическая
ответственностьУправление
рискамиОтчет по кор-
поративному
управлению

Члены совета директоров (по состоянию на 31 декабря 2017 года)



УОЛТОН КРИСТОФЕР ДЖОН

Председатель Совета директоров КМГ, независимый директор

Входит в состав Совета директоров с 2014 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Бакалавр искусств (политология), Университет Западной Австралии;
- ♦ Магистр делового администрирования (МВА), финансы, Университет Западной Австралии

Дата рождения: 19.06.1957

Опыт работы:

Наряду с тем, что Крис Уолтон является Председателем Совета директоров Компании, он также совмещает должности исполняющего обязанности Председателя и Председателя комитета по аудиту Института директоров Великобритании, Председателя аудита Агентства доставки подводных лодок Великобритании и неисполнительным членом Стратегического Совета по судостроению для Королевского военно-морского флота. Он также является попечителем Гильдии свободных граждан Благотворительного фонда в Лондоне.

В прошлом Крис Уолтон занимал должности председателя правления в таких компаниях как угледобывающая компания Asia Resource Minerals Plc (Азиатские минеральные ресурсы), Судовой операторский холдинг Голденпорт и муниципальная автобусная компания Лотиан. Он также занимал должности старшего независимого директора и председателя комитета по аудиту в нефтедобывающей компании Rockhopper Exploration Plc, председателя комитета по аудиту в АО «Казахстан Темир Жолы» и неисполнительного члена 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).

Он занимал должность финансового директора EasyJet Plc, где успешно возглавил IPO компании. Крис Уолтон занимал высокие финансовые и коммерческие должности в крупных австралийских авиакомпаниях Qantas, Air New Zealand, Australia Post и Australian Airlines. Г-н Уолтон также служил в резерве австралийских вооруженных сил.

Крис Уолтон является также почетным членом Института директоров и Королевского Аэронавигационного общества.

Работа по совместительству и членство в СД:

Благотворительное управление – The Guild of Freemen of the City of London – директор.

Государственные органы и другие должности, которые не являются «членством в Совете директоров»:

Guild of Freemen of the City of London's Charity – попечитель; Submarine Delivery Agency (a government department) – неисполнительный директор; Naval Shipbuilding Strategy Client Board – независимый член. Institute of Directors (орган, созданный Королевской хартией - не в соответствии с Законом о компаниях) – неисполнительный директор.

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



МЫНБАЕВ САУАТ МУХАМЕТБАЕВИЧ

Член Совета директоров КМГ, председатель Правления КМГ

Входит в состав Совета директоров с 2014 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Экономист-кибернетик, кандидат экономических наук, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова;
- ♦ Аспирантура, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова.

Дата рождения: 19.11.1962

Опыт работы:

Сауат Мынбаев занимал должности президента Республиканской строительной биржи «Казахстан», первого заместителя председателя правления «Казкоммерцбанк», президента ЗАО «Банк развития Казахстана», генерального директора ТОО «Каспийская Промышленно-Финансовая Группа», председателя правления АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук».

В разные годы занимал должности заместителя министра финансов РК, первого заместителя министра финансов РК, министра финансов РК, заместителя руководителя Администрации Президента РК, министра сельского хозяйства РК, заместителя Премьер-Министра РК, министра индустрии и торговли РК, министра энергетики и минеральных ресурсов РК, министра нефти и газа РК.

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



ГРЮАЛ БАЛЖИТ КАУР

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

Входит в состав совета директоров с 2016 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Степень бакалавра в области международной экономики (диплом с отличием первой степени), Университет Хартфордшира
- ♦ Программа МВА для руководителей, Кембриджский Университет

Дата рождения: 02.05.1976

Опыт работы:

Балжит Грюал имеет 15-летний опыт работы в качестве руководителя в банковских и финансовых структурах, включая должности консультанта в Азиатском банке развития, управляющего директора и вице-президента в Кувейтском финансовом доме исследования инвестиций, вице-президента и руководителя по исследованиям инвестиционно-банковской деятельности в Maybank Group (Малайзия), ABN AMRO и Deutsche Bank.

Балжит Грюал имеет большой опыт в области стратегий, инвестиционного консалтинга и национальных экономических стратегий на развивающихся рынках. Работает 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 долго работала в нефтегазовой сфере развивающихся рынков. Балжит является важной фигурой в защите интересов женщин в области финансов.

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



ИЛЬКЯВИЧЮС АДАМАС ОЛЕГАС

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

Входит в состав совета директоров с 2017 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Магистр делового администрирования (МВА) в сфере управления бизнесом, компьютерных наук и визуальных коммуникаций, НЕС, Франция;
- ♦ Получил образование в Copenhagen Business School, Дания и Louvain School of Management, Бельгия.

Дата рождения: 10.12.1975

Опыт работы:

Адамас Илькявичюс занимал руководящие должности в компаниях — лидерах рынка Hi-Tech: HP, Siemens и IBM, консультировал частные и международные компании, а также организации государственного сектора. Занимал посты генерального директора специализированного подразделения Eurasian Natural Resources Corporation PLC, ENRC BTS, управляющего директора по трансформации бизнеса и управляющего директора по оптимизации активов АО «Самрук-Қазына».

Адамас Илькявичюс в разные годы занимал должности члена Совета директоров в АО «НК «Қазақстан Темір Жолы» и АО «Казпочта», а также посты председателя Наблюдательного Совета ТОО «Самрук-Қазына Бизнес Сервис», члена Совета по модернизации/трансформации АО «НАК «Казатомпром», члена Совета по модернизации/трансформации АО «KEGOC», члена Совета по модернизации/трансформации АО «Самрук-Энерго».

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.

Обращение

Тенденции и
вызовы рынкаКлючевые события
2017 годаОсновные
показателиБизнес модель и
география бизнеса

Стратегия

Переход к новой
операционной
моделиРезультаты
деятельностиТехнологии:
НИИ ТДБСоциальная и
экологическая
ответственностьУправление
рискамиОтчет по кор-
поративному
управлению

**БАЙМУРАТОВ
ЕРЛАН
УРАЗГЕЛЬДИЕВИЧ**

Член Совета директоров
КМГ, независимый
директор

Входит в состав совета директоров с 2014 года.

Образование, ученые степени:

- инженер-экономист, Алма-Атинский институт народного Хозяйства;
- кандидат экономических наук.

Дата рождения: 06.07.1959

Опыт работы:

Баймуратов Ерлан работал в системе научно-исследовательских институтов Госплана Казахской ССР в должностях от инженера до ученого секретаря института. Имеет большой опыт работы в банковском секторе, занимал должности заместителя председателя правления Туранбанка, председателя правления Алембанка, председателя правления Алматинского Коммерческого Банка, первого заместителя председателя правления Народного Банка.

Баймуратов Ерлан занимал посты независимого директора в АО СПК «Тобол» и АО НУХ «КазАгро», председателя Совета директоров АО «АзияАгроФуд», независимого директора АО НК «Актауский Международный Морской Торговый Порт». В настоящее время является председателем совета директоров в АО «Баян Сулу» и членом наблюдательного совета ТОО «Самрук-Қазына Инвест».

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**УАЙТ
СТИВЕН
ДЖЕЙМС**

Член Совета директоров
КМГ, независимый
директор

Входит в состав совета директоров с 2017 года.

Образование, ученые степени:

- Бакалавр геофизики (с отличием), Университет Эдинбурга;
- Международный бакалавриат, колледж имени Лестера Пирсона (Lester Pearson College)

Дата рождения: 20.01.1966

Опыт работы:

Стивен Уайт обладает 30-летним опытом работы в нефтегазовой индустрии. Значительную часть своей карьеры он проработал в компании Royal Dutch Shell, где занимал различные технические и коммерческие позиции, также он проработал шесть лет в компании Clyde Petroleum, в качестве руководителя по разведке и затем, коммерческого директора. Покинув Royal Dutch Shell в 2009г., Стивен занял пост Старшего Вице-Президента по Коммерческим вопросам, Европа и Центральная Азия, в BG Group. Не так давно он занимал пост Руководителя отдела Разведки и Добычи в Galp Energia, крупнейшей листинговой компании Португалии, где он также был членом совета. С июля 2016г. по январь 2018г. Стивен занимал пост Председателя без исполнительных полномочий компании Sound Energy plc.

Стивен занимает пост Директора без исполнительных полномочий Echo Energy plc., и является членом Комитета по аудиту и Комитета по Назначениям и Вознаграждению компании Echo Energy plc.

Стивен также является Председателем Комитета по Назначениям и Вознаграждениям и членом Комитета по Запасам компании Genel Energy.

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**КАРАБАЛИН
УЗАКБАЙ
СУЛЕЙМЕНОВИЧ**

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

Входит в состав Совета директоров с 2016 года.

Образование, ученые степени:

- Горный инженер, Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина;
- Аспирантура Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина;
- Кандидат технических наук;
- Доктор технических наук;
- Академик Национальной и международной инженерных академий РК.

Дата рождения: 14.10.1947

Опыт работы:

Карабалин Узакбай Сулейменович имеет большой опыт работы в нефтяной отрасли. В разные годы работал в Южно-Эмбинской нефтегазоразведочной экспедиции управления «Казнефтегазоразведка», Казахском научно-исследовательском геологоразведочном нефтяном институте, территориальном управлении «Прикаспийгеология», Гурьевском филиале Казахского политехнического института им. В.И. Ленина, в отделе промышленности аппарата Президента РК и Кабинета министров РК.

Карабалин Узакбай Сулейменович в разные годы занимал должности:

- заместителя министра энергетики и топливных ресурсов РК;
- заместителя министра нефтяной и газовой промышленности РК;
- вице-президента по корпоративному развитию;
- директора по перспективному развитию;
- вице-президента по перспективному развитию;
- первого вице-президента «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл», и.о. президента ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»;
- президента ЗАО «КазТрансГаз»;
- вице-министра энергетики и минеральных ресурсов РК;
- президента АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»;
- генерального директора АО «Мангистаумунайгаз»;



- генерального директора АО «Казахстанский институт нефти и газа»;
- министра нефти и газа РК;
- первого заместителя министра энергетики РК.

Занимал посты:

- председателя Совета 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 РК.

В настоящее время является:

- заместителем председателя Ассоциации «KazEnergy»;
- председателем совета директоров Атырауского Университета нефти и газа;
- членом Совета директоров (независимым директором) АО «КИНГ»;
- председателем наблюдательного совета ТОО «КМГ-Евразия».

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.

Обращение

Тенденции и вызовы рынка

Ключевые события 2017 года

Основные показатели

Бизнес модель и география бизнеса

Стратегия

Переход к новой операционной модели

Результаты деятельности

Технологии: НИИ ТДБ

Социальная и экологическая ответственность

Управление рисками

Отчет по корпоративному управлению

Ответственность совета директоров

В соответствии с Уставом КМГ:

- Совет директоров несет ответственность перед Общим собранием акционеров за осуществление общего руководства деятельностью КМГ;
- Совет директоров должен обеспечивать эффективность управления, рост долгосрочной стоимости и устойчивое развитие во всех организациях, голосующие акции или доли участия которых прямо или косвенно принадлежат КМГ.

В соответствии с Законом РК «Об акционерных обществах»:

- Совет директоров должен отслеживать и по возможности устранять потенциальные конфликты интересов на уровне должностных лиц и Общего собрания акционеров, в том числе неправомерное использование собственности КМГ и злоупотребление при совершении сделок, в которых имеется заинтересованность;
- Совет директоров должен осуществлять контроль над эффективностью практики корпоративного управления в КМГ;

- Члены Совета директоров должны действовать в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, Уставом и внутренними документами КМГ на основе информированности, прозрачности, в интересах общества и его акционеров;
- Члены Совета директоров должны относиться ко всем акционерам справедливо, выносить объективное независимое суждение по корпоративным вопросам.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ:

- Члены Совета директоров должны надлежащим образом выполнять свои обязанности и обеспечить рост долгосрочной стоимости и устойчивое развитие КМГ;
- В Совете директоров и его комитетах должен соблюдаться баланс навыков, опыта и знаний, обеспечивающий принятие независимых, объективных и эффективных решений в интересах КМГ и с учетом справедливого отношения ко всем акционерам и принципов устойчивого развития;

- В составе Совета директоров необходимо обеспечить разнообразие по опыту, личностным характеристикам и гендерному составу. В состав Совета директоров должны входить независимые директора в количестве, достаточном для обеспечения независимости принимаемых решений и справедливого отношения ко всем акционерам;

- Члены Совета директоров должны оцениваться на ежегодной основе в рамках структурированного процесса, утвержденного Советом директоров КМГ. При этом не реже одного раза в три года оценка проводится с привлечением независимой профессиональной организации. Оценка должна позволять определять вклад Совета директоров и каждого из его членов в рост долгосрочной стоимости и устойчивое развитие КМГ, а также выявлять направления и рекомендовать меры для улучшений. Результаты оценки принимаются во внимание при переизбрании или досрочном прекращении полномочий членов Совета директоров.

Деятельность совета директоров

В 2017 году Совет директоров провел 19 заседаний, все заседания прошли в очной форме. При этом 7 заседаний проведены посредством конференц-связи (одновременного разговора членов Совета директоров в режиме «телефонного сове-

щания»), одно выездное заседание прошло в Атырау.

В 2017 году на рассмотрение Совета директоров было вынесено 270 вопросов, из которых:

- 62 вопроса информационного характера. Данные вопросы включали доклады и отчеты о текущей ситуации касательно ключевых изменений в деятельности КМГ, финансового состояния КМГ, исполнения решений Совета дирек-

торов КМГ, реализации крупных проектов, техники безопасности, охраны здоровья и окружающей среды и прочие вопросы;

- 49 вопросов о корпоративном управлении и регулировании внутренней деятельности КМГ;
- 8 вопросов о недропользовании, внесении изменений в контракты на недропользование;
- 51 вопрос об управлении человеческими ресурсами КМГ;
- 46 вопросов о заключении крупных сделок и сделок с заинтересованностью;
- 14 вопросов, относящихся к исключительной компетенции общего собрания акционеров (участников) юридического лица, десять и более процентов акций (долей участия в уставном капитале) которых принадлежат КМГ;
- 29 вопросов о деятельности Службы внутреннего аудита КМГ.

В 2017 году Советом директоров были утверждены следующие документы:

- План мероприятий по переходу к целевой структуре активов группы компаний АО НК «КазМунайГаз».
- Программа введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз».
- Процедура мониторинга Программы введения в должность

для вновь избранных членов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз».

- Положение о Правлении АО НК «КазМунайГаз» в новой редакции.
- Правила оплаты труда руководящих работников, работников службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря КМГ на основе грейдинга и внесении изменения в Правила оплаты труда руководящих работников, работников службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря КМГ.
- Регламент закупок товаров, работ и услуг КМГ.

- Регистр рисков и План мероприятий по управлению рисками КМГ, Карта рисков КМГ на 2017 год.

- Стратегия развития централизованного банка данных КМГ.

- Изменения в Учетной политике КМГ, утвержденной решением Совета директоров КМГ от 20 июня 2013 года (протокол №9/2013).

- Изменения и дополнения в Устав АО «КазТрансГаз».

- Изменения и дополнения в Положения о Комитетах при Совете директоров КМГ.



Требования к независимым директорам

В соответствии с Законом РК «Об акционерных обществах», Независимый директор:

- ◆ не является аффилированным лицом КМГ и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров (за исключением случая его пребывания в должности независимого директора данного акционерного общества), не является аффилированным лицом по отношению к аффилированным лицам КМГ;
- ◆ не связан подчиненностью с должностными лицами данного акционерного общества или организаций — аффилированных лиц КМГ и не был связан подчиненностью с данными лицами в течение трех лет, предшествовавших его избранию в совет директоров;
- ◆ не является государственным служащим;
- ◆ не является представителем акционера на заседаниях органов данного акционерного общества и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров;
- ◆ не участвует в аудите данного акционерного общества в качестве аудитора, работающего в составе аудиторской организации, и не участвовал в таком аудите в течение трех лет, предшествовавших его избранию в совет директоров.

В соответствии с Правилами отбора независимых директоров компаний АО «Самрук-Қазына», Независимый директор:

- ◆ публично заявил о своем статусе независимого директора до избрания в Совет директоров;
- ◆ обладает специальными навыками в определенных областях, связанных с функциональными обязанностями независимого директора, членством в комитетах Совета директоров, сильными коммуникативными навыками, в работе основывается на принципах прозрачности, объективности, конструктивности и профессионализма;
- ◆ владеет общей информацией о ключевых вопросах, характерных для организации, схожей по объему и характеру операций с КМГ, в том числе демонстрирует понимание:
 - а) регуляторных обязательств;
 - б) конкурентного окружения на национальном и международном рынках;
 - в) особенностей в области корпоративных финансов, внутреннего контроля, стратегии и/или по вопросам назначения и/или вознаграждения для обеспечения экспертного мнения при членстве в соответствующем комитете Совета директоров КМГ;

- ◆ способен комплексно анализировать и объективно оценивать предоставляемую информацию, и вырабатывать независимую позицию по вопросу на основе принципов законности, справедливости и равного отношения ко всем акционерам;
- ◆ имеет безупречную репутацию/позитивные достижения в деловой и/или отраслевой среде, придерживается высоких этических норм;
- ◆ обладает необходимым временем для участия в работе Совета директоров не только во время заседаний Совета директоров, но и дополнительно – для надлежащего изучения материалов к заседаниям Совета директоров;
- ◆ не является членом советов директоров более, чем в четырех компаниях.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ независимый директор:

- ◆ обладает достаточным профессионализмом и самостоятельностью, чтобы принимать независимые и объективные решения, свободные от влияния отдельных акционеров, исполнительного органа и прочих заинтересованных сторон;
- ◆ активно участвует в обсуждении вопросов, где возможен конфликт интересов (подготовка финансовой и нефинансовой отчетности, заключение сделок,

- в отношении которых имеется заинтересованность, выдвижение кандидатов в состав исполнительного органа, установление вознаграждения членам исполнительного органа);
- ◆ должен следить за возможной утерей статуса независимости и заблаговременно уведомлять председателя Совета директоров в случае наличия таких ситуаций.

- В случае наличия обстоятельств, влияющих на независимость члена Совета директоров, председатель Совета директоров незамедлительно доводит данную информацию до сведения акционеров для принятия соответствующего решения;
- ◆ не может избираться в Совет директоров более девяти лет подряд. В исключительных слу-

чаях допускается избрание на срок более девяти лет, избрание независимого директора в Совет директоров должно происходить ежегодно с подробным разъяснением необходимости избрания данного члена Совета директоров и влияния данного фактора на независимость принятия решений.

Комитеты совета директоров

В соответствии с Законом РК «Об акционерных обществах»:

- ◆ Для рассмотрения наиболее важных вопросов и подготовки рекомендаций Совету директоров в обществе создаются комитеты Совета директоров
- ◆ Комитеты Совета директоров рассматривают следующие вопросы:
 - ◆ стратегического планирования;
 - ◆ кадров и вознаграждений;
 - ◆ внутреннего аудита;
 - ◆ социального характера;
 - ◆ иные вопросы, предусмотренные внутренними документами общества.
- ◆ Комитеты Совета директоров состоят из членов совета дирек-

торов и экспертов, обладающих необходимыми профессиональными знаниями для работы в конкретном комитете. Комитет Совета директоров возглавляет член Совета директоров. Руководителями (председателями) комитетов Совета директоров, в функции которых входит рассмотрение вопросов, предусмотренных в подпунктах 1) - 4) выше, являются независимые директора.

- ◆ Руководитель исполнительного органа не может быть председателем комитета Совета директоров.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ:

Комитеты Совета директоров способствуют глубокому и тщательному рассмотрению вопросов, входящих в компетенцию Совета директоров и повышению качества принимаемых

решений, в особенности в аудите, управлении рисками, надлежащем и эффективном применении Правил закупок товаров, работ и услуг Фонда и организаций, назначении и вознаграждении членов Совета директоров и исполнительного органа, устойчивом развитии, в том числе охране и безопасности труда и окружающей среды. Наличие комитетов не освобождает членов Совета директоров от ответственности за принятые решения в рамках компетенции Совета директоров.

В КМГ на постоянной основе действуют 4 Комитета Совета директоров:

- ◆ Комитет по назначениям и вознаграждениям
- ◆ Комитет по стратегии и инновациям
- ◆ Комитет по финансам
- ◆ Комитет по аудиту

СОСТАВ КОМИТЕТОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ:

Комитет	Председатель	Члены
Комитет по назначениям и вознаграждениям	Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич	Уолтон Кристофер Джон Уайт Стивен Джеймс Карабалин Узакбай Сулейменович
Комитет по стратегии и инновациям	Уайт Стивен Джеймс	Уолтон Кристофер Джон Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич Карабалин Узакбай Сулейменович Грюал Балжит Каур Илькявичюс Адамас Олегас
Комитет по финансам	Уолтон Кристофер Джон	Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич Уайт Стивен Джеймс Грюал Балжит Каур
Комитет по аудиту	Уолтон Кристофер Джон	Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич Уайт Стивен Джеймс

КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Комитет оказывает содействие Совету директоров, разрабатывая и представляя рекомендации 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,

а также социальной поддержки, профессионального развития и обучения должностных лиц и работников.

По итогам 14 заседаний, проведенных в 2017 году, Комитетом по назначениям и вознаграждениям были выработаны рекомендации по 68 вопросам, включая:

- 5 вопросов о Наблюдательных советах и составах Советов директоров дочерних и зависимых организаций КМГ;

- 3 вопроса о первых руководителях ДЗО КМГ;
- 5 вопросов о внутренних документах согласно компетенции;
- 18 вопросов о ключевых показателях деятельности и вопросах вознаграждения;
- 10 вопросов о поручениях Комитета по назначениям и вознаграждениям и отчетах по ним.

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ И ИННОВАЦИЯМ

Комитет оказывает содействие Совету директоров, разрабатывая и представляя рекомендации по вопросам:

- стратегии развития и инвестиционной политики, в том числе приоритетных направлений деятельности;

- повышения инвестиционной привлекательности, в том числе посредством совершенствования корпоративного управления;

- надлежащего планирования финансово-хозяйственной деятельности КМГ;
- внедрения инноваций в КМГ;
- внедрения принципов устойчивого развития в стратегическое планирование и социально-экономическое развитие КМГ;

- проведение мониторинга трансформации КМГ.

По итогам 10 заседаний, проведенных в 2017 году, Комитет по стратегии и инновациям выработал рекомендации по 109 вопросам, включая:

- 45 вопросов об основных приоритетных направлениях деятельности КМГ;
- 42 вопроса о корпоративном управлении;
- 14 вопросов о приватизации;
- 8 вопросов о недропользовании.

КОМИТЕТ ПО ФИНАНСАМ

Вырабатывает рекомендации Совету директоров в проведении эффективной финансовой политики КМГ, проводит оценку финансового состояния КМГ, а также осуществляет мониторинг финансовой стратегии.

По итогам 11 заседаний, проведенных в 2017 году, Комитет по финансам выработал ре-

комендации по 56 вопросам, включая:

- вопросы, касающиеся улучшения финансового положения КМГ и обеспечения финансовой устойчивости;
- вопросы, связанные с выпусками КМГ еврооблигаций,

условий их выпуска (выпусков) и размещения;

- согласование наиболее крупных сделок и вопросов, связанных с подготовкой консолидированной и отдельной годовой финансовой отчетности КМГ.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

Комитет оказывает содействие Совету директоров, разрабатывая и представляя рекомендации по вопросам:

- финансовой отчетности;
- внутреннего контроля и управления рисками;
- внешнего аудита;
- внутреннего аудита.

По итогам 13 заседаний, проведенных в 2017 году, Комитет по аудиту рассмотрел 74 вопроса, включая:

- 11 вопросов о финансовой отчетности;
- 13 вопросов о внутреннем контроле и управлении рисками;
- 9 вопросов о внешнем аудите;

- 34 вопроса о внутреннем аудите;
- 7 прочих вопросов в рамках компетенции.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТИИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И КОМИТЕТОВ

	Совет директоров	Комитет по назначениям и вознаграждениям	Комитет по стратегии и инновациям	Комитет по финансам	Комитет по аудиту
Количество заседаний, проведенных в 2017 году	19	14	10	11	13
Уолтон Кристофер Джон	100%	100%	100%	100%	100%
Мынбаев Сауат Мухаметбаевич	100%	-	-	-	-
Грюал Балжит Каур	100%	-	90%	100%	-
Уайт Стивен Джеймс	90%	83,3%	100%	100%	80%
Карабалин Узакбай Сулейменович	100%	100%	100%	-	-
Баймуратов Ерлан Уразгельдиевич	100%	100%	100%	100%	80%
Илькявичюс Адамас Олегас	100%	-	100%	-	-

Оценка деятельности Совета директоров АО НК «КазМунайГаз», членов Совета директоров и Комитетов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз» за 2016 год
Согласно Кодексу корпоративного управления КМГ, утвержденному Правлением АО «Самрук-Қазына» от 27.05.2015 (протокол № 22/15), не реже одного раза в три года Совет директоров оценивает привлеченная независимая профессиональная организация.

В январе 2017 года Совет директоров КМГ принял решение о проведении оценки деятельности Совета директоров КМГ, членов Совета директоров КМГ и комитетов Совета директоров КМГ за 2016 год путем привлечения независимого консультанта. После проведения соответствующих процедур Компания заключила договор о закупках консультационных услуг в области корпоративного управления (услуг

по оценке деятельности Совета директоров АО НК «КазМунайГаз», членов Совета директоров и Комитетов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз» за 2016 год) с независимым консультантом ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс».

Консультант провел оценку деятельности Совета директоров в соответствии с требованиями международной практики корпоративного управления (в частности, принципов корпоративного управления ОЭСР, Кодекса корпоративного управления Великобритании). По итогам проведенной работы Консультант подготовил отчет по оценке деятельности Совета директоров, его комитетов и корпоративного секретаря, а также разработал рекомендации и направления по совершенствованию деятельности Совета директоров, его комитетов и корпоративного секретаря.

По результатам проведенной оценки, помимо прочего, были приняты следующие действия по реализации рекомендаций Консультанта:

- 25 мая 2017 было проведено выездное заседание Совета директоров КМГ в Атырау;
- 29 июня 2017 года решением Правления АО «Самрук-Қазына» №20/17 Совет директоров КМГ был обновлен, а его количественный состав увеличен до девяти человек;
- в целях следования лучшей международной практике первым вопросом повестки дня очередных очных заседаний Совета директоров и его Комитетов с сентября 2017 года стал вопрос: «Протокол предыдущего заседания Совета директоров КМГ (Комитета) и статус исполнения содержащихся в нем решений/поручений»;

- на заседании Совета директоров 30 ноября 2017 года был рассмотрен вопрос по оптимизации деятельности Совета директоров КМГ и его Комитетов посредством реализации комплекса мероприятий (в том числе оптимизация количества и логистики заседаний в целях привлечения независимых директоров международного уровня, обязательность отдельных сессий по стратегии и устойчивому развитию, вовлеченность Председателя во все аспекты деятельности Совета директоров). 14 декабря 2017 года был утвержден оптимизированный график заседаний Совета директоров КМГ на 2018 год, в котором отражено расписание заседаний Совета директоров и его Комитетов, а также запланировано проведение отдельных сессий Совета директоров по устойчивому развитию и по стратегии;
- была изменена структура повестки дня заседаний Совета директоров и его Комитетов, в том числе в части приоритизации вопросов и обязательных вопросов каждого заседания;
- были актуализированы требования к материалам, выносимым на рассмотрение Совета директоров КМГ, для более четкого и полного раскрытия информации по каждому вопросу;
- совместно с АО «Самрук-Қазына» была пересмотрена в сторону усиления роль и вовлеченность

комитета Совета директоров КМГ по назначениям и вознаграждениям в поиске независимых директоров в Совет директоров КМГ, рассмотрении кандидатур в члены Совета директоров КМГ, а также планировании преемственности;

- была обсуждена необходимость и ориентировочное содержание плана обучения членов Совета директоров, утверждение которого запланировано в 2018 году;
- была пересмотрена роль и фокус деятельности Комитета Совета директоров по стратегии и инновациям, избран новый председатель;
- были внесены изменения в Положения о Комитетах Совета директоров, в части расширения полномочий Председателей Комитетов;
- была автоматизирована работа Совета директоров КМГ.



Вознаграждение Совета директоров

Члены Совета директоров получают вознаграждение в следующем размере.

Независимые директора Уолтон Кристофер Джон и Уайт Стивен Джеймс получают фиксированное годовое вознаграждение в размере 150 000 долл. США, независимый директор Баймуратов Ерлан Урагельдиевич и член Совета директоров Карабалин Узакбай Сулейменович получают фиксированное годовое вознаграждение в размере 18 200 000 тенге.

Кроме того, независимым директорам выплачивается дополнительное вознаграждение:

В качестве председателя Совета директоров КМГ — 75 000 долл. США в год;

Правление

Правление подотчетно Совету директоров, осуществляет руководство ежедневной деятельностью КМГ и обеспечивает ее соответствие стратегии, плану развития и решениям, принятым общим собранием акционеров и Советом директоров.

В соответствии с Уставом КМГ, председатель правления принимает решения по вопросам непосредственной деятельности КМГ, в частности по закупкам услуг, созданию рабочих групп и комитетов по проектам КМГ, представительским мероприятиям,

В качестве председателя:

- Комитета по аудиту — 35 000 долл. США в год;
- Комитета по назначениям и вознаграждениям — 25 000 долл. США в год;
- Комитета по финансам — 25 000 долл. США в год;
- Комитета по стратегии и инновациям — 25 000 долл. США в год;;

В качестве члена:

- Комитета по аудиту — 17 500 долл. США в год;
- Комитета по стратегии и инновациям — 12 500 долл. США в год;

кадровым назначениям и вызовам, социальной поддержке работников, корпоративному управлению, а также по другим вопросам производственного, административного и нормативного характера.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления КМГ:

- Совет директоров и Правление должны взаимодействовать в духе сотрудничества, действовать в интересах организации и принимать решения на основе принципов устойчивого развития

Комитета по назначениям и вознаграждениям — 12 500 долл. США в год;

Комитета по финансам — 12 500 долл. США в год.

Независимым директорам за участие в заседании (встрече/совещании), инициированном председателем Совета директоров КМГ и/или председателем правления АО «Самрук-Қазына», председателем правления АО НК «КазМунайГаз» — 2 000 долл. США за каждое заседание из расчета не более 1 заседания в день.

и справедливого отношения ко всем акционерам.

- Председатель и члены Правления должны обладать высокими профессиональными и личностными характеристиками, а также иметь безупречную деловую репутацию и придерживаться высоких этических стандартов.

Члены правления (по состоянию на 31 декабря 2017 года)



**МЫНБАЕВ
САУАТ
МУХАМЕТБАЕВИЧ**

Член Совета директоров КМГ, председатель Правления КМГ

Входит в состав Правления с 2013 года.

Образование, ученые степени:

- Экономист-кибернетик, кандидат экономических наук, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова;
- Аспирантура, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова.

Дата рождения: 19.11.1962

Опыт работы:

Сауат Мынбаев занимал должности президента Республиканской строительной биржи «Казахстан», первого заместителя председателя правления «Казкоммерцбанк», президента ЗАО «Банк развития Казахстана», генерального директора ТОО «Каспийская Промышленно-Финансовая Группа», председателя правления АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук».

Занимал должности заместителя министра финансов РК, первого заместителя министра финансов РК, министра финансов РК, заместителя руководителя Администрации Президента РК, министра сельского хозяйства РК, заместителя Премьер-Министра РК, министра индустрии и торговли РК, министра энергетики и минеральных ресурсов РК, министра нефти и газа РК.

Акциями КМГ, либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**ШАРИПБАЕВ
КАЙРАТ
КАМАТАЕВИЧ**

Исполнительный вице-президент по транспортировке и маркетингу газа

Входит в состав Правления с 2016 года.

Образование, ученые степени:

- Получил образование в Казахском сельскохозяйственном институте и Алматинском государственном университете им. Абая;
- Кандидат политических наук

Дата рождения: 16.08.1963

Опыт работы:

Кайрат Шарипбаев в разные годы занимал должности заместителя акима г. Тараз, первого вице-президента ЗАО «Дәуір», президента Издательского дома «Кітап», председателя Совета директоров АО «Данко».

В разные годы занимал посты заместителя генерального директора по маркетингу и коммерции ЗАО «Интергаз Центральная Азия», заместителя генерального директора по маркетингу ЗАО «КазТрансГаз», управляющего директора по коммерции в АО НК «Қазақстан темір жолы», генерального директора (председателя правления) АО «КазТрансГаз Аймақ», генерального директора (председателя правления) АО «КазТрансГаз».

С 11 декабря 2015 является председателем Совета директоров АО «КазТрансГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.

Обращение

Тенденции и
вызовы рынкаКлючевые события
2017 годаОсновные
показателиБизнес модель и
география бизнеса

Стратегия

Переход к новой
операционной
моделиРезультаты
деятельностиТехнологии:
НИИ ТДБСоциальная и
экологическая
ответственностьУправление
рискамиОтчет по кор-
поративному
управлению

**КАРПУШИН
ОЛЕГ
ВЯЧЕСЛАВОВИЧ**

Исполнительный вице-президент по добыче, разведке и нефтесервисам

Входит в состав Правления с 2017 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Горный инженер-геолог (диплом с отличием), Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина;
- ♦ Магистр Делового Администрирования (МВА), Университет Дьюка, Бизнес Школа Фьюкуа.

Дата рождения: 08.04.1968

Опыт работы:

Олег Карпушин работал на различных должностях в компаниях «Шлюмберге» (в Российской Федерации, Республике Беларусь, США, в республиках Средней Азии и Азербайджане), «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», «Шелл Петролеум Девелопмент Компани» (в Нигерии).

В разные годы занимал должности генерального директора «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», управляющего директора добывающих нефтегазовых активов западного дивизиона компании «Шелл Петролеум Девелопмент Компани» (в Нигерии), старшего советника в штаб-квартире «Шелл Эксплорейшн энд Продакшн Б.В.» (в Гааге, Нидерланды), заместителя председателя правления — директора по производству ПАО «НОВАТЭК»

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**КАРАБАЕВ
ДАУРЕН
САПАРАЛИЕВИЧ, СФА**

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Входит в состав Правления с 2016 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Международные экономические отношения, Казахская государственная академия управления;
- ♦ Магистр наук в области финансов, Университет Texas A&M.

Дата рождения: 11.06.1978

Опыт работы:

Даурен Карабаев 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 до июня 2016 год являлся заместителем Председателя правления АО «Народный банк Казахстана». До сентября 2016 года работал в McKinsey & Company Inc. в должности куратора проекта.

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**АБДЕНОВ
СЕРИК
САКБАЛДИЕВИЧ**

Вице-президент по управлению человеческими ресурсами

Входит в состав Правления с 2016 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Юрист, Казахский институт правоведения и международных отношений
- ♦ Экономист, Карагандинский экономический университет Казпотребсоюза
- ♦ Магистр делового администрирования (МВА), Российская академия народного хозяйства при Президенте Российской Федерации

Дата рождения: 15.01.1977

Опыт работы:

Серик Абденов работал на различных должностях в Министерстве юстиции РК, Министерстве иностранных дел РК, Министерстве труда и социальной защиты населения РК.

В разные годы занимал должности первого заместителя акима Восточно-Казахстанской области, министра труда и социальной защиты населения РК, советника председателя Правления АО НК «КазМунайГаз», управляющего директора по управлению человеческими ресурсами и оплаты труда АО НК «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**МУКУШОВ
АРДАК
ЖУМАГУЛОВИЧ**

Вице-президент по правовому обеспечению

Входит в состав Правления с 2017 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Юрист, Евразийский университет им. Л.Н. Гумилева
- ♦ Экономист, Казахский экономический университет им. Т. Рыскулова

Дата рождения: 04.03.1978

Опыт работы:

Ардак Мукушов в разные годы работал в органах внутренних дел ГУВД г. Астана, в Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на должностях главного специалиста, начальника отдела, начальника управления, заместителя директора департамента юридической службы.

Занимал должности директора департамента юридической службы Министерства нефти и газа Республики Казахстан, советника председателя Правления АО НК «КазМунайГаз», директора департамента международных контрактов АО НК «КазМунайГаз».

В настоящее время работает на должности вице-президента по правовому обеспечению АО НК «КазМунайГаз».

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.



**ЛЮКСЕМБУРГ
ГЛЕБ
ВАЛЕРЬЕВИЧ**

Вице-президент по трансформации

Входит в состав Правления с 2015 года.

Образование, ученые степени:

- ♦ Горный инженер, Иваново-Франковский институт нефти и газа
- ♦ Получил образование в Московской академии государственного и муниципального управления академии госслужбы при Президенте РФ
- ♦ Магистр делового администрирования (МВА), Московская международная высшая школа бизнеса «МИРБИС».

Дата рождения: 05.06.1968

Опыт работы:

Глеб Люксембург в разные годы работал в ПО «Юганскнефтегаз», ОАО «НК «ЮКОС», ООО «ЮКСАР, ОАО «ТНК-ВР». В различные годы занимал должности финансового директора ООО «Ресурс-энерго», генерального директора ЗАО «Региональный центр сервисных услуг — Нягань», генерального директора ЗАО «РЦСУ-Нижнеуртовск», и.о. генерального директора ООО «Тагульское», заместителя генерального директора «Роспан интернешнл», вице-президента по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды ОАО «ТНК-ВР», генерального директора ОАО «Ямал СПГ».

Акциями КМГ либо ее дочерних и/или зависимых организаций не владеет.

Обращение	Тенденции и вызовы рынка	Ключевые события 2017 года	Основные показатели	Бизнес модель и география бизнеса	Стратегия	Переход к новой операционной модели	Результаты деятельности	Технологии: НИИ ТДБ	Социальная и экологическая ответственность	Управление рисками	Отчет по корпоративному управлению
<p>ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ПРАВЛЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ ГОДА</p> <ul style="list-style-type: none"> Решением СД КМГ от 26.01.2017 года (протокол №1/2017) с 17 января 2017 года досрочно прекращены полномочия члена Правления КМГ Жангаулова Е.А. и избран членом Правления КМГ 	<p>на срок полномочий, установленный в целом для Правления КМГ, Мукушов А.Ж.;</p> <ul style="list-style-type: none"> Решением СД КМГ от 31.07.2017 года (протокол №10/2017) избран членом Правления КМГ, на срок полномочий, установленный 	<p>в целом для Правления КМГ, Карпушин О.В.;</p> <ul style="list-style-type: none"> Решением СД КМГ от 11.10.2017 года (протокол №14/2017) с 10 октября 2017 года досрочно прекращены полномочия члена Правления КМГ Берлибаева Д.А. 		<p>ТОО «КМГ-Евразия» (5), ТОО «Казхтуркмунай» (5), ТОО «КМГ-У-стюрт» (4), ТОО «PSA» (4), ТОО «Сатпаев Оперейтинг» (2), ТОО «ПНХЗ» (2), ТОО «КазОйлМаш» (1), ТОО «ҚазМұнайГаз Өнімдері» (1), ТОО «КазМунайГаз-Аэро» (1).</p>			<ul style="list-style-type: none"> Размеры вознаграждения по итогам работы за 2016 год административному персоналу КМГ, перешедшему на грейдирование; Грейды управленческих и административных работников КМГ и предельное значение вознаграждения по итогам года на 2017 год; 			<p>нес-планировании в добывающих активах КМГ);</p> <ul style="list-style-type: none"> 15 Правил, касающихся внутренней деятельности КМГ; План развития (отдельный) КМГ на 2017—2021 годы; План мероприятий по исполнению рекомендаций независимого аудитора КМГ ТОО «Эрнст энд Янг» по результатам проведения аудита консолидированной и отдельной финансовой отчетности КМГ за 2016 год; План мероприятий на 2017—2019 годы по реализации Стратегии развития КМГ до 2025 года; План мероприятий по энерго-сбережению и повышению энергоэффективности дочерних и зависимых организаций, в том числе совместно — контролируемых организаций и совместных предприятий КМГ на 2017—2020 годы; План развития (отдельный) КМГ на 2018—2022 годы; План мероприятий по реализации Дорожной карты по улучшению состояния охраны труда и окружающей среды в группе компаний КМГ на 2018 год; План работы Правления КМГ на 2018 год. 	
<p>В течение 2017 года Правлением КМГ было принято 474 решения (из них 464 (97,8%) на очных заседаниях), из которых:</p> <ul style="list-style-type: none"> 154 решения в установленном порядке вынесены на рассмотрение Совета директоров КМГ, в том числе: 61 решение о проектах документов или изменениях и дополнениях в действующие решения и внутренние документы, а также об участии КМГ в отчуждении/реализации/передаче в доверительное управление долей участия/пакета акций дочерних организаций; 46 решений о заключении крупных сделок и сделок, в совершении которых у КМГ имеется заинтересованность; 83 решения по сделкам КМГ, в совершении которых имеется заинтересованность, в соответствии с Правилами заключения сделок между организациями, входящими в группу АО «Самрук-Қазына», в отношении совершения которых Законом Республики Казахстан «Об акцио- 	<p>нерных обществах» установлены особые условия;</p> <ul style="list-style-type: none"> 13 решений как акционера: «Каспийский Трубопроводный Консорциум-К» (6), АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (4), АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (2), АО «Каз-ТрансОйл» (1); 35 решений по определению позиции КМГ как участника в ЧУ «Корпоративный университет «Самрук - Қазына» (6), КОО «Казахстан Пайплайн Венчурс» (4), ТОО «Becturly Energy Operating» (4), ТОО «Н Оперейтинг Компани» (3), ТОО «Казахойл Актобе» (3), ТОО «КазРосГаз» (2), ТОО «ТенизСервис» (2), ТОО «Тенгизшевройл» (2), ООО «Каспийская Нефтегазовая Компания» (2), ООО «Нефтегазовая Компания Центральная» (2), Сооperative KazMunaiGaz U.A. (2), ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (1), ТОО «PGS Казахстан» (1), ТОО «Исатай Оперейтинг Компани» (1); 17 решений Правления приняты, как решения Единственного акционера АО «КазТрансГаз» (5), «Н Блок Б.В.» (4), АО «Казахстан- 	<p>ско-Британский технический университет» (3), АО «КазМунай-Газ — Переработка и маркетинг» (2), KMG International N.V. (2), АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» (1);</p> <ul style="list-style-type: none"> 222 решения Правления приняты, как решения Единственного участника/Единственного учредителя/лица, владеющего всеми долями участия дочерних организаций КМГ, в том числе: ТОО «Ойл Транспорт Корпорейшэн» (18), ТОО «Oil Services Company» (17), ТОО «Oil Construction Company» (17), ТОО «Мангистауэнергомунай» (15), ТОО «Урихтау Оперейтинг» (14), ТОО «Мунайтелеком» (13), ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» (12), ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (12), ТОО «КМГ-Кумколь» (11), ТОО «KMG-Security» (9), ТОО «KMG Systems & Services» (9), ТОО «КМГ-Карачаганак» (8), ТОО «КМГ-Retail» (8), ТОО «Казмортрансфлот» (8), ТОО МНК «КазМунайТениз» (7), корпоративный фонд «Торгово-выставочный центр «Казахстан» (7), ТОО «KMG Drilling&Services» (6), ТОО «АқтауНефтеСервис» (6), 		<p>В 2017 году Правлением были утверждены следующие документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> Регламент супервайзинга при строительстве, капитальном ремонте и реконструкции скважин в группе компаний КМГ; Регламент по организации экстренной медицинской помощи в группе компаний КМГ; Бюджет КМГ на 2017 год и Бюджет КМГ на 2018-2019 годы; Схема должностных окладов управленческих работников КМГ, занимающих должности, по которым утверждены грейды; Схема должностных окладов управленческого и административного персонала КМГ Карты мотивационных ключевых показателей деятельности управленческих работников КМГ и их целевые значения на 2017 год; Штатное расписание КМГ; Итоговая результативность карт мотивационных ключевых показателей деятельности управленческих работников КМГ за 2016 год; 			<ul style="list-style-type: none"> Перечень товаров, работ и услуг, по которым КМГ вправе осуществить процедуры закупок, касающиеся выбора поставщика товаров, работ и услуг до утверждения бюджета и плана закупок на 2018 год; 6 Положений о Комитете по рискам, о Комитете по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды, о Научно-техническом совете бизнес - направления «Переработка нефти и газа», о Комитете по вопросам операционной деятельности дивизиона «Транспортировка, переработка и маркетинг» АО НК «КазМунай-Газ», о Координационном совете по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды и об управляющих комитетах по трансформации бизнес/функциональных направлений КМГ; 3 Методики (по подбору скважин кандидатов под бурение боковых/горизонтальных стволов скважин группы компаний КМГ, по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний КМГ и по расчету уровней добычи нефти и жидкости при биз- 				

Деятельность правления

В течение 2017 года Правлением КМГ было принято 474 решения (из них 464 (97,8%) на очных заседаниях), из которых:

- 154 решения** в установленном порядке вынесены на рассмотрение Совета директоров КМГ, в том числе:
- 61 решение** о проектах документов или изменениях и дополнениях в действующие решения и внутренние документы, а также об участии КМГ в отчуждении/реализации/передаче в доверительное управление долей участия/пакета акций дочерних организаций;
- 46 решений** о заключении крупных сделок и сделок, в совершении которых у КМГ имеется заинтересованность;
- 83 решения** по сделкам КМГ, в совершении которых имеется заинтересованность, в соответствии с Правилами заключения сделок между организациями, входящими в группу АО «Самрук-Қазына», в отношении совершения которых Законом Республики Казахстан «Об акцио-

Обращение
Тенденции и вызовы рынка
Ключевые события 2017 года
Основные показатели

Вознаграждение членов Правления

Суммарный размер вознаграждения членов Правления КМГ по итогам 2017 года составил 621 393 811,90 тенге, что включает в себя суммарный размер заработных плат и всех видов поощрений в денежной форме, выплаченных КМГ членам

Правления в период их нахождения в составе Правления в 2017 году, а также суммарный размер вознаграждения членов Правления (руководящих работников) по итогам работы за 2016 год, в соответствии с Правилами оплаты труда членов

Правления (руководящих работников), работников службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря АО НК «КазМунайГаз», утвержденными решением Совета директоров АО НК «КазМунайГаз» от 13.02.2013 года №1/2012.

Совершенствование практики корпоративного управления в КМГ

15 декабря 2015 года Совет директоров КМГ (протокол № 18/2015) утвердил План мероприятий по совершенствованию системы корпоративного управления КМГ на 2016—2017 годы («План»). На ежеквартальной основе проводится мониторинг исполнения Плана.

В рамках исполнения Плана были утверждены следующие ключевые документы КМГ и его ДЗО:

- Кодекс корпоративного управления 97 ДЗО КМГ;
- Кодекс деловой этики АО НК «КазМунайГаз»;
- Изменения и дополнения в Положение о Комитете Совета директоров АО НК «КазМунайГаз» по стратегии и инновациям;
- Изменения и дополнения в Положение о Правлении АО НК «КазМунайГаз»;
- Программа введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз»;

- Процедура мониторинга исполнения Программы введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров АО НК «КазМунайГаз»;
- Правила по поиску, отбору и назначению руководителя исполнительного органа АО НК «КазМунайГаз»;
- Правила подготовки Годового отчета АО НК «КазМунайГаз»;
- Политика по корпоративной системе управления рисками АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних и зависимых организаций;
- Типовые правила организации процесса управления производственными и производственными рисками в АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних и зависимых организациях;
- Методика идентификации и оценки рисков, выбор методов управления рисками АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних и зависимых организаций;

- Правила по внесению изменений и дополнений в единый Классификатор рисков АО НК «КазМунайГаз» и его дочерних и зависимых организаций;
- Кодекс работников АО НК «КазМунайГаз» в области безопасности и охраны труда «Золотые Правила»;
- Правила подготовки, заключения и исполнения договоров в АО НК «КазМунайГаз»;
- Изменения и дополнения в Регламент АО НК «КазМунайГаз»;
- Приказ председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» «О вопросах взаимодействия АО НК «КазМунайГаз» с государственными органами Республики Казахстан»;
- Приказ председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» «Об определении ответственных лиц за предоставление информации, подлежащей раскрытию»;

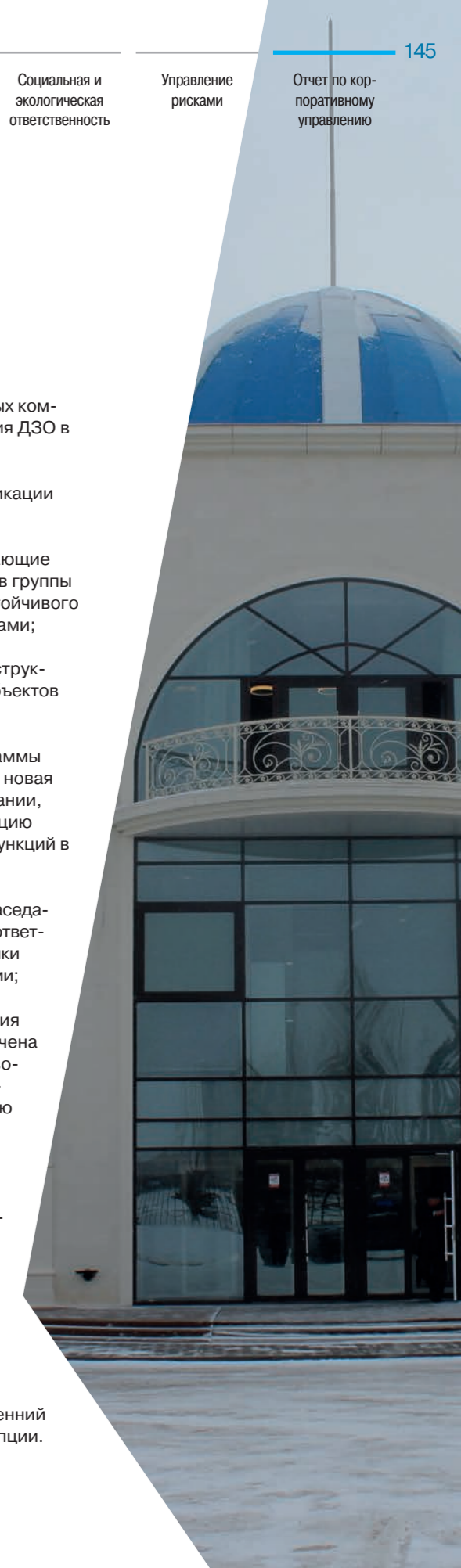
Бизнес модель и география бизнеса
Стратегия
Переход к новой операционной модели
Результаты деятельности
Технологии: НИИ ТДБ
Социальная и экологическая ответственность
Управление рисками
Отчет по корпоративному управлению

- Рабочая инструкция о порядке оформления и наполнения корпоративного сайта АО НК «КазМунайГаз»;
- План взаимодействия с заинтересованными сторонами по вопросам устойчивого развития.

В рамках исполнения Плана были реализованы следующие корпоративные процессы/мероприятия в КМГ:

- избран новый состав Совета директоров КМГ в связи с истечением срока полномочий предыдущего состава Совета директоров КМГ;
- утвержден Отчет об Устойчивом развитии АО НК «КазМунайГаз» за 2016 год;
- утвержден нижний порог сделок и инвестиционных проектов, в отношении которых Правление КМГ принимает решение об их согласовании;
- компетенции Комитета СД по стратегии и инновациям дополнены анализом и мониторингом крупных инвестиционных проектов дочерних организаций КМГ;
- проведена внешняя оценка и подготовлен отчет по результатам проведенной независимым консультантом - ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс» оценки деятельности Совета директоров, членов Совета директоров и Комитетов Совета директоров за 2016 год;
- проведена стратегическая сессия с участием членов Правления, на которой обсуждались вопросы: ««КазМунайГаз» сегодня»; «Почему ожидания Акционера и реальная ситуация в Компании значительно отличаются?» и «Стратегическое видение»;

- разработана таблица типовых компетенций органов управления ДЗО в форме ТОО;
- проводится работа по унификации уставов ДЗО КМГ;
- регулярно проводятся обучающие мероприятия для работников группы компаний КМГ в области Устойчивого развития и управления рисками;
- продолжается работа по реструктуризации непрофильных объектов группы компаний КМГ;
- в рамках реализации Программы трансформации утверждена новая операционная модель Компании, предполагающая концентрацию основных управленческих функций в головной организации;
- ежеквартально проводятся заседания Комитета по рискам в соответствии с требованиями политики Фонда по управлению рисками;
- для усиления роли управления рисками в Компании обеспечена прямая подотчетность руководителя департамента управления рисками председателю Правления;
- на ежеквартальной основе Совет директоров утверждает отчеты по управлению рисками;
- ежемесячная отчетность по рискам включена в состав управленческой отчетности «Monthly Management Report»;
- ежегодно проводится внутренний семинар по вопросам коррумпции.



Реализация данного Плана позволило усовершенствовать практику корпоративного управления в КМГ по следующим ключевым аспектам:

- ◆ Управление рисками;
- ◆ Устойчивое развитие;
- ◆ Эффективность Совета директоров.

ПОДХОД К РАССМОТРЕНИЮ ВОПРОСОВ ПОВЕСТКИ

В целях совершенствования корпоративного управления в 2017 году председатель Совета директоров Уолтон К.Д. внес предложение о структурировании повестки дня заседания Совета директоров КМГ. Повестка дня заседания Совета директоров состоит из четырех блоков вопросов:

- «Протоколы и вытекающие решения», в котором рассматриваются решения и поручения с предыдущих заседаний Совета директоров, а также на совмест-

ное обсуждение выносятся протоколы предыдущих заседаний Совета директоров;

- «Безопасность», в котором на рассмотрение Совета директоров КМГ выносятся Отчет по охране труда и окружающей среды КМГ. Принимая во внимание первостепенное значение вопросов безопасности работников на производстве, приоритетность задач по охране окружающей среды Отчет по охране труда и окружающей среды КМГ выделен в самостоятельный блок в повестке дня и рассматривается ежемесячно;
- «Вопросы, требующие принятия решения» является самым объемным блоком и включает в себя большую часть вопросов операционной, инвестиционной, финансовой деятельности КМГ;
- «Информация для сведения» включает в себя периодические информативные отчеты для своевременного доведения до сведения членов Совета директоров ключевых изменений в текущей деятельности Компании.

Усилена работа по контролю над эффективным использованием времени для рассмотрения каждого вопроса.

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

В соответствии с решением Совета директоров от 30 ноября 2017 года (протокол №16/2017) в целях обеспечения информированности, эффективности и своевременности принятия решений была внедрена система автоматизации работы Совета директоров КМГ на основе программного обеспечения «BoardMaps». Данная система позволяет заменить поток информации на бумажных носителях и предоставить все материалы членам Совета директоров и его комитетов в электронном виде; выполнять планирование, подготовку, проведение и документирование заседаний и т. д. Указанная система позволяет повысить эффективность работы Совета директоров и его Комитетов.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ И ИНВЕСТОРОВ

АКЦИОНЕРЫ КМГ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2017)

Наименование держателя	Простые акции, шт.	Простые акции, доля в %	Привилегированные акции	Всего акций, шт.	Всего акций, доля в %
АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»	530 979 141	90,09	–	530 979 141	90,09
РГУ «Национальный Банк Республики Казахстан»	58 420 748	9,91	–	58 420 748	9,91

СВЕДЕНИЯ О ВЫПУСКЕ ЦЕННЫХ БУМАГ КМГ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2017)

Вид акций	Количество объявленных акций	Количество размещенных акций	Количество неразмещенных акций
Простые	849 559 596	589 399 889	260 159 707

Информация о текущей стоимости акций, прибыли на одну акцию, балансовой стоимости одной акции:

- ◆ Акции АО НК «КазМунайГаз» не торгуются на фондовых биржах.

КРЕДИТНЫЕ РЕЙТИНГИ КМГ

Moody's Investors Service: рейтинг «Ваа3», прогноз «Стабильный» (01.08.2017);

Standard & Poor's: рейтинг «BB-», прогноз «Стабильный, kZA-» (30.01.2018);

Fitch Ratings: рейтинг «BBB-», прогноз «Стабильный» (29.06.2017)

ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

Принципы дивидендной политики КМГ:

- ◆ принцип обеспечения гарантированной выплаты Фондом дивидендов на государственный пакет акций Фонда, а также осуществления выплат и затрат по поручениям единственного акционера Фонда;
- ◆ принцип обеспечения финансирования деятельности Фонда, 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.



ДИВИДЕНДЫ

Решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 30 мая 2017 года утвержден следующий порядок распределения чистого дохода КМГ за 2016 год в размере 305 849 105 000 тенге:

1) сумму в размере 6 670 370 000 тенге, составляющую 2% от консолидированного чистого дохода КМГ, направить на выплату дивидендов;

2) оставшуюся сумму чистого дохода в размере 299 178 735 000 тенге оставить в распоряжении КМГ.

Утвержденный размер дивидендов за 2016 год в расчете на одну простую акцию АО НК «КазМунайГаз» составил 11 тенге 32 тиын.

Также Решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 30 мая 2017 года была распределена часть чистого дохода КМГ за 2013 год в размере 39 206 995 750 тенге. Размер дивиденда за 2013 год в расчете на одну акцию КМГ составил 66 тенге 52 тиын.

Сведения о выплаченных дивидендах в предыдущие годы:

- Сумма начисленных дивидендов по итогам 2014 года составила 31,1 млрд тенге;
- Сумма начисленных дивидендов по итогам 2015 года составила 59,7 млрд тенге;
- Сумма начисленных дивидендов по итогам 2016 года составила 6,6 млрд тенге;

Взаимодействие с инвесторами

Апрель, 2017	Роуд-шоу по выпуску еврооблигаций объемом 2.75 млрд долл. США
Июнь, 2017	Конференц-звонок с инвесторами по итогам финансовых и операционных результатов за 1КВ 2017
Сентябрь, 2017	Конференц-звонок с инвесторами по итогам финансовых и операционных результатов за 2КВ 2017
Ноябрь, 2017	Роуд-шоу с инвесторами и держателями облигаций (non-deal road-show) в Лондоне
Декабрь, 2017	Конференц-звонок с инвесторами по итогам финансовых и операционных результатов за 3КВ 2017

Контактная информация для инвесторов

Служба по связям с инвесторами КМГ обеспечивает взаимодействие с действующими держателями облигаций КМГ и потенциальными инвесторами КМГ. Электронная почта службы по связям с инвесторами: ir@kmg.kz.

Внутренний контроль и аудит

ИНФОРМАЦИЯ О ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СЛУЖБЕ ВНУТРЕННЕГО АУДИТА

- Централизованная 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.
- Основная цель СВА — предоставлять Совету директоров независимую и объективную информацию, предназначенную для обеспечения эффективного управления КМГ и его ДЗО, привнося системный подход в совершенствование процессов управления рисками, внутреннего контроля и корпоративного управления.
- Осуществляя свою деятельность в соответствии с годовым аудиторским планом, Служба выполняет следующие задачи:
 - оценка надежности и эффективности применяемых процедур внутреннего контроля и управления рисками;
 - оценка достоверности, полноты, объективности системы бухгалтерского учета и составление 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 над соблюдением требований законодательства РК, корпоративных норм и правил операционной, инвестиционной и финансовой деятельности.
- По результатам аудитов СВА выдает рекомендации, направленные на совершенствование деятельности Компании. На систематической основе обеспечивается мониторинг и контроль над разработкой и реализацией мер по исполнению рекомендации.
- В СВА функционирует система непрерывного профессионального развития аудиторов в соответствии с требованиями Международных профессиональных стандартов внутреннего аудита. Из 29 работников СВА 24 работника имеют международные сертификаты и дипломы, в том числе:
 - Сертифицированный внутренний аудитор (Certified Internal Auditor): 5;
 - Диплом по международной финансовой отчетности (Diploma in International Financial Reporting): 5;
 - Профессиональный бухгалтер РК: 9;
 - Сертифицированный бухгалтер-практик/Сертифицированный международный профессиональный бухгалтер (Certified Accounting Practitioner/Certified International Professional Accountant): 5;
 - Диплом «Сертифицированный профессиональный внутренний аудитор» (Diploma Certified Professional Internal Auditor): 15;
 - Сертифицированный ревизор по мошенничеству (Certified Fraud Examiner): 1;
 - Сертифицированный аудитор информационных систем (Certified Information Systems Auditor) : 2

Приложение к Годовому отчету АО НК «КазМунайГаз» за 2017 год

Настоящий Отчет о соблюдении / несоблюдении принципов и положений Кодекса корпоративного управления (далее - Кодекс) АО НК «КазМунайГаз» (далее - КМГ), утвержденного решением Единственного акционера КМГ от 27 мая 2015 года (протокол № 22/15), подготовлен во исполнение пункта 6 Кодекса и содержит информацию о соблюдении / несоблюдении КМГ принципов и положений Кодекса.

По итогам 2017 года КМГ в целом соответствовал положениям и принципам Кодекса, за исключением следующих аспектов:

№	ССЫЛКА НА КОДЕКС	ПОЛОЖЕНИЯ КОДЕКСА	СТЕПЕНЬ СООТВЕТ- СТВИЯ	ПОЯСНЕНИЯ
1	2	3	4	5
ПРАВИТЕЛЬСТВО				
1	п. 2 главы 1	В процессе разработки и мониторинга реализации стратегии Совет директоров и исполнительный орган проводят стратегические сессии, в ходе которых обсуждаются основные направления деятельности, задачи, проблемные вопросы, риски, корректирующие меры.	частично соответ- ствует	В декабре 2017 года была проведена стратегическая сессия с участием членов Правления КМГ. Материалы, подготовленные для данной стратегической сессии, были представлены на Комитет Совета директоров КМГ по стратегии и инновациям, на котором состоялось соответствующее обсуждение. В утвержденном календарном графике заседаний Совета директоров КМГ на 2018 год проведение совместной стратегической сессии Совета директоров и Правления предусмотрено в сентябре 2018 года.
2	п. 2 главы 1	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 соответ- ствует	Реализация Программы трансформации по группе КМГ предусматривает сокращение количества уровней управления за счет присоединения субхолдингов к национальной компании. В рамках исполнения Программы трансформации предполагается упрощение структуры активов группы КМГ в том числе за счет ликвидации/реорганизации субхолдингов. Так, в 2017 году завершены мероприятия по присоединению субхолдинга КМГ - АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» к КМГ, а также начат процесс интеграции иных субхолдингов КМГ. В декабре 2015 года Правительством РК был утвержден Комплексный план по приватизации на 2016-2020 годы, куда были включены 73 компании группы КМГ. В целом в 2017 году исполнены мероприятия по 18 активам, из них: 5 компаний реализованы; 4 компании ликвидированы; 2 компании реорганизованы; 7 компаний включены в периметр IPO КМГ. Работа по оптимизации структуры активов группы КМГ будет продолжена в дальнейшем. При создании новых Организаций, КМГ отдает предпочтение созданию Организаций в форме ТОО. В 2017 году юридические лица в форме акционерного общества не создавались.

1	2	3	4	5
3	п. 2 главы 1	При создании Организации в форме товарищества с ограниченной ответственностью участники самостоятельно принимают решение о необходимости создания Наблюдательного совета и целесообразности избрания в его состав независимых членов в зависимости от масштабов и специфики деятельности создаваемой Организации.	частично соответ- ствует	При создании Организации в форме ТОО, при необходимости, создаются Наблюдательные советы, при этом количество членов Наблюдательного совета зависит от масштаба деятельности Организации. Избрание независимых директоров в состав Наблюдательных советов Организаций группы КМГ не практикуется в связи с отсутствием необходимости и согласования подобной практики со стороны лица, владеющего всеми голосующими акциями КМГ - АО «Самрук-Қазына». В 2017 году было создано ТОО «Магистральный во- додов». Создание Наблюдательного совета в нем не планируется.
4	п. 14 главы 1	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 соответ- ствует	Кодекс деловой этики КМГ актуализирован и утвержден решением Совета директоров КМГ от 29 сентября 2016 года, (протокол №13/2016). В 2017 году проведено обучение для работников Корпоративного центра КМГ по разъяснению положений Кодекса деловой этики КМГ. В КМГ не внедрена практика регулярного подтверждения работниками своих знаний данного Кодекса.
ФОНД И ОРГАНИЗАЦИИ				
5	п. 3 главы 2	Советы директоров Компаний обладают полной самостоятельностью в принятии решений в рамках своей компетенции, установленной уставом Компаний.	частично соответ- ствует	Согласно п. 4 Устава КМГ финансовая и производственная деятельность КМГ осуществляется на основе хозяйственной самостоятельности; согласно п. 13 Устава КМГ цель КМГ – получение чистого дохода в ходе осуществления самостоятельной хозяйственной деятельности; согласно п. 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» (Инвестиционная политика, утвержденная решением Совета директоров АО «Самрук-Қазына» от 26 сентября 2017 года, протокол №142, Правила согласования назначения и досрочного прекращения полномочий руководителей исполнительных органов юридических лиц, все голосующие акции которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Қазына», утвержденные решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 16 октября 2012 года, протокол №40/12) 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).

Обращение
Тенденции и вызовы рынка
Ключевые события 2017 года
Основные показатели

1	2	3	4	5
6	п. 9 главы 2	Другие возможные механизмы управления группой холдинговой компании включают централизацию некоторых функций (планирование, казначейство, бухгалтерский учет, информационные технологии, правовое обеспечение, внутренний аудит и иное).	частично соответствует	Внутренний аудит централизован с 2008 года, за исключением компаний группы КМГ, в которых наличие отдельной службы внутреннего аудита является обязательным требованием законодательства. Их централизация предусмотрена в рамках интеграции субхолдингов. В рамках реализации Программы трансформации бизнес-функций, КМГ с учетом результатов анализа существующих бизнес-процессов принято решение о централизации следующих функций: казначейство, информационные технологии, бухгалтерский и налоговый учет, HR функции на базе соответствующих специализированных сервисных организаций - Общих центров обслуживания. Поэтапное внедрение соответствующих проектов по централизации функций началось с 2017 года и будет продолжено в дальнейшем согласно графику, предусмотренному Дорожной картой Программы трансформации. Блоком правового обеспечения КМГ с декабря 2017 года проводится работа по трансформации и централизации правовых функций группы компаний КМГ.
УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ				
7	п. 5 главы 3	В Фонде и Организации должна быть выстроена система управления в области Устойчивого развития	частично соответствует	Во втором квартале 2017 года АО «Самрук-Қазына» направило в КМГ Референсную модель по устойчивому развитию, которая будет взята за основу разработки системы управления в области устойчивого развития. Завершение разработки системы управления группы компаний КМГ в области устойчивого развития с учетом всех внутренних нормативных требований внутренними силами ожидается в 4 квартале 2019 года.
8	п. 5 главы 3	Совет директоров осуществляет стратегическое руководство и контроль за внедрением устойчивого развития. Исполнительный орган формирует соответствующий план мероприятий и вносит его на рассмотрение Совета директоров.	частично соответствует	Обязанность Совета директоров КМГ по обеспечению роста долгосрочной стоимости и устойчивого развития предусмотрена Уставом КМГ. По состоянию на 31 декабря 2017 года в КМГ отсутствует План мероприятий по внедрению устойчивого развития. В 2018 году Советом директоров КМГ запланирована отдельная сессия, посвященная обсуждению вопросов устойчивого развития и выработке соответствующего подхода к построению системы устойчивого развития в КМГ.
ПРАВА АКЦИОНЕРОВ				
9	п. 2 главы 4	В Организациях должен быть определен прозрачный порядок избрания и установления вознаграждения членам 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», утвержденных решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 26 сентября 2016 года (протокол № 35/16). Работа по внедрению соответствующего документа в отношении Советов директоров (Наблюдательных советов дочерних организаций) КМГ запланирована на 2 квартал 2018 года.

Бизнес модель и география бизнеса
Стратегия
Переход к новой операционной модели
Результаты деятельности
Технологии: НИИ ТДБ
Социальная и экологическая ответственность
Управление рисками
Отчет по корпоративному управлению

1	2	3	4	5
10	п. 2 главы 4	Распределение чистой прибыли и выплата дивидендов компаниями, более пятидесяти процентов акций (долей участия) которых принадлежат Фонду на праве собственности или доверительного управления, осуществляется в соответствии с дивидендной политикой Фонда.	частично соответствует	Распределение чистой прибыли и выплата дивидендов КМГ осуществляется в соответствии с дивидендной политикой АО «Самрук-Қазына». При этом, по результатам независимой диагностики уровня корпоративного управления КМГ, проведенной в 2017 году независимым консультантом - ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс» была дана рекомендация КМГ в отношении необходимости разработки собственной дивидендной политики с учетом планов по выходу на IPO. В этой связи, соответствующее мероприятие будет реализовано по мере принятия решения о выходе КМГ на IPO.
СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН				
11	п. 3 главы 5	В целях понимания актуальных вопросов деятельности организации члены Совета директоров должны регулярно посещать ключевые объекты организации и проводить встречи с работниками.	частично соответствует	В мае 2017 года была проведено выездное заседание Совета директоров КМГ в городе Атырау, в рамках проведения которого члены Совета директоров КМГ посетили один из ключевых производственных объектов группы компаний КМГ - Атырауский нефтеперерабатывающий завод, а также провели ряд встреч с работниками (представителями) АО «Эмбаунайгаз», ТОО «Тенгиз-шевройл», ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод», «North Caspian Operating Company N.V.». В дальнейшем планируется проводить подобные заседания на регулярной основе. Кроме того, Программой введения в должность для вновь избранных членов Совета директоров предусмотрены посещения ключевых производственных объектов группы компаний КМГ.
12	п. 6 главы 5	Фонду и Организациям необходимо обеспечить наличие планов преемственности членов Совета директоров для поддержания непрерывности деятельности и прогрессивного обновления состава Совета директоров.	не соответствует	В КМГ план преемственности членов Совета директоров отсутствует. Мероприятие по формированию и утверждению плана преемственности Совета директоров КМГ заложено в Дорожной карте по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2018 год.
13	п. 7 главы 5	Совет директоров утверждает программу профессионального развития для каждого члена Совета директоров.	частично соответствует	В 2017 году программа профессионального развития для каждого члена Совета директоров КМГ не утверждалась Советом директоров КМГ. План обучения членов Совета директоров КМГ планируется утвердить в 2018 году. При формировании Плана обучения членов Совета директоров КМГ будут учтены рекомендации, представленные независимым консультантом по итогам проведенной в 2017 году оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров КМГ.
14	п. 12 главы 5	Заседания Совета директоров проводятся в соответствии с планом работы, утверждаемым до начала календарного года, включающим перечень рассматриваемых вопросов и график проведения заседаний с указанием дат.	частично соответствует	Заседания Совета директоров КМГ в 2017 году проводились в соответствии с утвержденным Планом работы Совета директоров, включающим, помимо прочего, перечень вопросов и даты проведения заседаний. План работы Совета директоров КМГ на 2017 год не был утвержден до начала соответствующего календарного года. Решение об утверждении Плана работы Совета директоров КМГ на 2017 год было принято Советом директоров КМГ от 26 января 2017 года (протокол №1/2017).

Обращение	Тенденции и вызовы рынка	Ключевые события 2017 года	Основные показатели
-----------	--------------------------	----------------------------	---------------------

1	2	3	4	5
15	п. 12 главы 5	Рекомендуемая периодичность проведения заседаний Совета директоров составляет 8-12 заседаний в год.	частично соответствует	В 2017 году было проведено 19 заседаний Совета директоров вместо рекомендуемых Кодексом 8-12 заседаний. Это обусловлено наличием срочных вопросов, которые были рассмотрены на внеочередных заседаниях Совета директоров. По итогам проведенной в 2017 году независимой оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров, Председателя и членов Совета директоров, предпринят ряд мер, в том числе в график работы Совета директоров на 2018 год включено только 11 заседаний Совета директоров с периодичностью не чаще одного раза в месяц при этом половина с личным участием членов Совета директоров, половина – посредством конференц-связи.
16	п. 12 главы 5	Рекомендуется равномерное распределение количества вопросов, планируемых к рассмотрению Советом директоров в течение года, для обеспечения тщательного и полноценного обсуждения и принятия своевременных и качественных решений.	частично соответствует	В 2017 году Советом директоров КМГ было проведено 19 заседаний. Из них 12 - очередных очных заседаний Совета директоров и 7 - внеочередных заседаний, проведенных посредством конференц-связи (одновременного разговора членов Совета директоров в режиме «телефонного совещания»). Количество вопросов, рассмотренных Советом директоров в 2017 году на очных заседаниях, не было равномерно распределено. Повестки дня очных заседаний Совета директоров КМГ включали в себя от 7 до 25 вопросов. На внеочередных заседаниях Советом директоров КМГ в отчетном периоде было рассмотрено от 1 до 6 вопросов. Неравномерное распределение количества вопросов, рассмотренных Советом директоров в 2017 году, обусловлено включением в повестку дня дополнительных срочных вопросов, а также созывом внеочередных заседаний. В этой связи председателем СД была переработана структура повестки, которая была принята к работе Советом директоров.
17	п. 10 главы 5	Установление вознаграждения члену Совета директоров Организации осуществляется в соответствии с методологией, разрабатываемой Фондом, при этом должен приниматься во внимание ожидаемый положительный эффект для Организации от участия данного лица в составе Совета директоров.	частично соответствует	Решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 26 сентября 2016 года (протокол № 35/16) утверждены Правила по формированию составов совета директоров компаний АО «Самрук-Қазына», 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 АО «Самрук-Қазына» в составе Совета директоров Организаций вознаграждение определяется на основании решения Правления АО «Самрук-Қазына». Работа по внедрению соответствующего документа в отношении Советов директоров (Наблюдательных советов) дочерних организаций КМГ запланирована на 2 квартал 2018 года.

Бизнес модель и география бизнеса	Стратегия	Переход к новой операционной модели	Результаты деятельности	Технологии: НИИ ТДБ	Социальная и экологическая ответственность	Управление рисками	Отчет по корпоративному управлению
-----------------------------------	-----------	-------------------------------------	-------------------------	---------------------	--	--------------------	------------------------------------

1	2	3	4	5
18	п. 13 главы 5	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. При этом не реже одного раза в три года оценка проводится с привлечением независимой профессиональной организации.	частично соответствует	В июне 2017 года независимым консультантом – ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс» завершена оценка деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров КМГ. По итогам данной оценки консультантом был дан КМГ ряд рекомендаций. Результаты внешней оценки были рассмотрены Советом директоров КМГ 31 июля 2017 года (протокол №10/2017). По результатам внешней оценки был пересмотрен состав СД КМГ. Исполнение рекомендаций, данных по результатам внешней оценки, частично внедрено в 2017 году, полное внедрение запланировано в Дорожной карте по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2018 год. В связи с проведением внешней оценки деятельности Совета директоров КМГ, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров, в 2017 году, а также диагностики корпоративного управления КМГ, самооценка деятельности Совета директоров не проводилась.
19	п. 14 главы 5	Процесс, сроки и порядок проведения оценки деятельности Совета директоров, его комитетов и членов Совета директоров должны быть четко регламентированы во внутренних документах организации.	частично соответствует	Процесс, сроки и порядок проведения оценки деятельности Совета директоров, его комитетов и членов Совета директоров регламентированы «Положением о проведении Советом директоров АО НК «КазМунайГаз» оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров, членов Совета директоров, Правления, руководителя и членов Правления, Службы внутреннего аудита и ее руководителя», утвержденным решением СД КМГ от 22-23 сентября 2009 года (протокол №12/2009). На 2018 год запланированы разработка и утверждение нового Положения о проведении оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров, членов Совета директоров в соответствии с методическими рекомендациями АО «Самрук-Қазына» по оценке деятельности Совета директоров и его Комитетов, Председателя, членов Совета директоров и Корпоративного секретаря организаций, утвержденными решением Правления АО «Самрук-Қазына» от 14 декабря 2017 года (протокол №44/17), а также с учетом рекомендаций независимых консультантов по результатам проведенных в 2017 году: 1) оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров КМГ; 2) диагностики уровня корпоративного управления КМГ.
20	п. 14 главы 5	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	В 2017 году под руководством председателя СД КМГ независимым консультантом проведена оценка деятельности Совета директоров КМГ, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров. Результаты внешней оценки были рассмотрены на очном заседании Совета директоров КМГ от 31 июля 2017 года (протокол №10/2017), по результатам был пересмотрен состав СД КМГ. Рекомендации независимого консультанта заложены в Дорожной карте по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2018 год, в том числе в отношении необходимости разработки Программы развития для Совета директоров в целом и индивидуально для каждого из его членов.

1	2	3	4	5
21	п. 20 главы 5	В случае смены Председателя Совета директоров, рекомендует-ся обеспечить преемственность в составе Совета директоров.	частично соответствует	По итогам проведенной в 2017 году внешней оценки деятельности Совета директоров, Комитетов Совета директоров и членов Совета директоров КМГ консультантом была дана соответствующая рекомендация. В результате, новым Председателем Совета директоров КМГ стал Уолтон К.Д., являющийся независимым директором КМГ с 2014 года. Таким образом, была обеспечена преемственность в составе Совета директоров КМГ. При этом, в КМГ отсутствует утвержденный План преемственности состава Совета директоров, в том числе Председателя Совета директоров, а также документы, регулирующие порядок обеспечения преемственности в составе Совета директоров.
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ И ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ				
22	п. 4 главы 6	Советом директоров должен быть утвержден общий уровень аппетита к риску и уровни толерантности в отношении ключевых рисков, которые должны быть закреплены внутренними документами компании.	частично соответствует	Общий риск-аппетит на 2017 год утвержден решением Совета директоров КМГ от 31 июля 2017 года (протокол №10/2017). В рамках внедрения вертикального процесса по управлению производственными и непроизводственными рисками в группе компаний КМГ, утверждены в установленном порядке соответствующие внутренние документы КМГ по корпоративной системе управления рисками. Указанные документы предусматривают необходимость в определении уровней толерантности в отношении ключевых рисков. Определение уровней толерантностей к рискам и проведение их регулярного мониторинга для обеспечения соблюдения риск-аппетита планируется включить в Дорожную карту по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2018 год.
23	п. 4 главы 6	Уровни толерантности по ключевым рискам пересматриваются в случае возникновения существенных событий.	частично соответствует	Мероприятия по утверждению уровней толерантностей к ключевым рискам, проведению их регулярного мониторинга и пересмотру уровней толерантности в отношении ключевых рисков в случае возникновения существенных событий заложены в Дорожную карту по совершенствованию корпоративного управления КМГ на 2018 год.
24	п. 7 главы 6	Совет директоров совместно с Комитетом по аудиту несут ответственность за проведение ежегодных оценок эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля.	частично соответствует	В 2017 году независимым консультантом – ТОО «Прайс-отерхаусКуперс» проведена диагностика уровня корпоративного управления КМГ по 5 компонентам, включая «Управление рисками, внутренний контроль и аудит». Отдельно оценка эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля в 2017 году не проводилась.

ТЕРМИНЫ, АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АГП	ТОО «Азиатский Газопровод»	ОТ, ПБ и ООС	Охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды
АЗС	Автозаправочная станция	ОТОС	Охрана труда и окружающей среды
АНПЗ	Атырауский нефтеперерабатывающий завод	ПБР	Проекта будущего расширения
АО	Акционерное общество	ПКОП	ПетроКазахстан Ойл Продактс, Шымкентский нефтеперерабатывающий завод
барр. н.э.	баррель нефтяного эквивалента	ПНБ	Поведенческие наблюдения по безопасности
ВВП	Валовый внутренний продукт	ПНГ	попутный нефтяной газ
ГБШ	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ПНХЗ	Павлодарский нефтехимический завод
ГДР	Глобальная депозитарная расписка	ПУУД	Проекта управления устьевым давлением
ГМИ	Глобальная Метановая Инициатива	РГУ	Российский государственный университет нефти и газа
ГРП	Гидравлический разрыв пласта	РК	Республика Казахстан
ГТМ	Геолого-технические мероприятия	СД	Совет Директоров
ДЗО	Дочерняя зависимая организация	СИЗ	Средства индивидуальной защиты
ИЦА	АО «Интергаз Центральная Азия»	СКП	Северо-Каспийский Проект
КБТУ	Казахстанско-Британский Технический Университет	ТОиР	Техническое обслуживание и ремонт
КМГ, НК КМГ, Компания, группа	АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»	ТОО	Товарищество с ограниченной ответственностью
КМГИ	Группа компаний KMG International	ТПМ	Транспортировка, переработка, маркетинг
КМТФ	ТОО «НМСК «Казмотрансфлот»	ТШО	ТОО «Тенгизшевройл»
КНР	Китайская Народная Республика	УВС	Угледородное сырье
КПД	Ключевой показатель деятельности	УГНТУ	Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ)
КПО	«Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б. В.»	УЭЦН	Установка электроцентробежного насоса
КСКМ	Казахстанский сектор Каспийского моря	СОСО	Компания владеет – компания управляет
КТГ	АО «КазТрансГаз»	CODO	Компания владеет – дилер управляет
КТГА	АО «КазТрансГаз Аймак»	DODO	Дилер владеет – дилер управляет
КТК	Каспийский трубопроводный консорциум	EBITDA	Earnings before Interest, Taxation, Depreciation & Amortisation – прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации
КТО	АО «КазТрансОйл»	EIA	Energy Information Administration, независимое агентство в составе федеральной статистической системы США, ответственное за сбор, анализ и распространение информации об энергии и энергетике
КЦ КМГ	Корпоративный центр АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»	GGFR	Global Gas Flaring Reduction Partnership, Глобальное Партнерство по Сокращению Сжигания Газа
МСФО	Международные стандарты финансовой отчетности	HR	Кадровая служба
НИИ ТДБ	Научно-исследовательский институт технологии добычи и бурения		
НКОК	Норт Каспиан Оперейтинг Компании		
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод		
ООН	Организация Объединенных Наций		
ОПЕК	Организация стран — экспортеров нефти		



КазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY — ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



ҚазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY ҚҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

АО «Национальная Компания
«КазМұнайГаз»
Консолидированная
финансовая отчётность

*За год, закончившийся 31 декабря 2017 года
с отчётом независимых аудиторов*

2017

ГODOVOЙ ОТЧЕТ

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении	1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе	3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств	5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности	9-93



«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., 050060
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961
www.ey.com

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, 050060
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
Факс: +7 727 258 5961

Ernst & Young LLP
Al-Farabi ave., 77/7
Esentai Tower
Almaty, 050060
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
Fax: +7 727 258 5961

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Акционерам и руководству АО «Национальная компания «Казмунайгаз»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная компания «Казмунайгаз» и его дочерних организаций (далее «Группа»), состоящей из консолидированного отчёта о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2017 года, консолидированного отчёта о совокупном доходе, консолидированного отчёта об изменениях в капитале и консолидированного отчёта о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчётности, включая краткий обзор основных положений учётной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчётность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Группы на 31 декабря 2017 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (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 отчётности» нашего отчёта. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («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 отчётности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчётности в целом и при формировании нашего мнения об этой консолидированной финансовой отчётности, 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 отчётности» нашего отчёта, 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 отчётности. 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 отчётности.

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 аудиторской проверке в связи с существенностью остатков долгосрочных активов, включая активы по добыче, разведке и оценке, переработке и инвестициям в нефтегазодобывающие совместные предприятия и ассоциированные компании, по отношению к консолидированной финансовой отчётности, 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 неопределённости 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 отчётности.

Мы привлекли наших специалистов по вопросам оценки для тестирования анализа обесценения и расчёта возмещаемой стоимости, подготовленных руководством. Мы проанализировали допущения, лежащие в основе прогнозов руководства. Мы сравнили цены на нефть и нефтепродукты, использованные в расчёте 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.



Прекращённая деятельность

15 декабря 2016 года Группа подписала договор на продажу 51% доли («ДКПД») в «KMG International NV» («KMGi»), дочерней организации Группы.

В 2017 году были выполнены все предварительные условия, указанные в ДКПД, и 15 декабря 2017 года Группа подписала дополнение к ДКПД и условный акт передачи акций с ожиданием завершения транзакции в июне 2018 года.

Данный вопрос был одним из самых значимых в аудите из-за неопределенности завершения продажи 51% доли в KMGi и суждения, требующегося для оценки того, является ли продажа высоковероятной. Такая оценка влияет на учет и представление активов KMGi, классифицированных как удерживаемые для продажи, и обязательств, непосредственно связанных с ними, и результатов прекращённой деятельности, которые являются существенными для консолидированной финансовой отчётности.

Информация о прекращённой деятельности раскрывается в Примечании 5 к консолидированной финансовой отчётности; описание учётной политики и основных суждений и оценок приводится в Примечаниях 3 и 4 к консолидированной финансовой отчётности.

Мы сосредоточились на анализе критериев классификации активов, как удерживаемых для продажи, и операций, как прекращённых. Мы изучили ДКПД и дополнение к ДКПД и получили оценку руководства статуса исполнения условий, предшествующих сделке. Мы проанализировали оценку руководства справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу активов и обязательств KMGi, которая основана на условиях ДКПД.



Соблюдение показателей кредитных соглашений

В соответствии с условиями кредитных соглашений, Группа должна соблюдать и поддерживать финансовые и нефинансовые показатели на определенном уровне. Существует большая вероятность того, что показатели, зависящие от объемов торговли, выручки и прибыли, на которые влияют нестабильность цен на нефть и более высокие эксплуатационные расходы, могут быть нарушены, особенно в дочерних организациях, поэтому в ходе аудита мы обратили особое внимание на этот вопрос. Нарушение показателей может привести к значительным штрафам и пени, наряду с дефицитом финансирования. Положения о кросс-дефолте действуют по кредитным соглашениям Группы. Соблюдение финансовых показателей является наиболее значимым для аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчетности, а также на классификацию обязательств, по которым начисляются проценты, в консолидированном отчете о финансовом положении.

Информация о соблюдении требований по показателям раскрыта в Примечании 19 к консолидированной финансовой отчетности.

Мы изучили условия кредитных соглашений. Мы сравнили данные, используемые в расчетах, с финансовой отчетностью. Мы оценили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2017 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2017 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет по ней.

Ответственность за прочую информацию несет руководство. Ожидается, что мы получим Годовой отчет Группы за 2017 год после выпуска настоящего аудиторского отчета.



Наше мнение о консолидированной финансовой отчётности 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 отчётности, наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией, указанной выше, когда она становится доступна, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчётностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчётность

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчётности руководство несёт ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчётности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить её деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по Аудиту несёт ответственность за надзор за процессом подготовки консолидированной финансовой отчётности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчётности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчётность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчёта, 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 отчётности.



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 отчётности 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 учётной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- ▶ делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределённость 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 неопределённости, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчёте к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчётности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчёта. Однако, будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность.
- ▶ проводим оценку представления консолидированной финансовой отчётности в целом, её структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчётность 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 отчётности. 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 отчётности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчёте, 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 отчёте, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнёр, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчёт независимого аудитора - Гульмира Турмагамбетова.

ТОО «Эрнст энд Янг»



Гульмира 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»

12 марта 2018 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2017 года	2016 года*
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	3.359.094.790	2.953.135.665
Активы по разведке и оценке	8	253.326.100	231.553.168
Инвестиционная недвижимость	9	27.423.225	29.480.044
Нематериальные активы	10	115.431.414	116.488.612
Долгосрочные банковские вклады	11	48.523.034	50.027.102
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	12	3.810.351.341	3.706.276.810
Активы по отсроченному налогу	31	65.135.777	71.909.033
НДС к возмещению		96.666.045	71.918.992
Авансы за долгосрочные активы		124.906.942	139.185.121
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	15	672.448.689	565.994.497
Прочие финансовые активы	16	4.161.312	–
Прочие долгосрочные активы		14.027.609	20.687.850
		8.591.496.278	7.956.656.894
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	13	108.897.355	98.776.900
НДС к возмещению		68.245.090	68.719.671
Предоплата по подоходному налогу		35.586.296	74.457.414
Торговая дебиторская задолженность	14	306.324.631	279.811.631
Краткосрочные банковские вклады	11	1.638.940.642	1.182.669.493
Займы и дебиторская задолженность от связанных сторон	15	169.501.500	135.673.233
Прочие текущие активы	14	167.916.249	149.079.608
Денежные средства и их эквиваленты	17	1.190.156.359	878.438.350
		3.685.568.122	2.867.626.300
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	5	1.111.688.937	1.058.794.076
		4.797.257.059	3.926.420.376
ИТОГО АКТИВОВ		13.388.753.337	11.883.077.270

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	На 31 декабря	
		2017 года	2016 года
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Уставный капитал	18	709.344.505	696.376.625
Дополнительный оплаченный капитал	18	243.876.410	243.655.405
Прочий капитал		83.185	222.074
Резерв от пересчета валюты отчетности		1.298.442.284	1.372.771.521
Нераспределённая прибыль		3.500.635.709	3.163.685.193
Относящийся к акционерам материнской компании		5.752.382.093	5.476.710.818
Неконтрольная доля участия	18	870.017.901	801.560.097
Итого капитала		6.622.399.994	6.278.270.915
Долгосрочные обязательства			
Займы	19	3.399.487.735	2.706.101.321
Резервы	21	150.638.244	139.371.823
Обязательства по отсроченному налогу	31	312.013.046	264.599.978
Финансовая гарантия		10.767.166	12.259.980
Предоплата по договорам поставки нефти	22	581.577.501	738.572.306
Прочие долгосрочные обязательства		46.270.628	52.509.205
		4.500.754.320	3.913.414.613
Текущие обязательства			
Займы	19	763.955.792	366.438.649
Резервы	21	78.812.199	94.394.277
Подходный налог к уплате		7.705.079	2.301.839
Торговая кредиторская задолженность	22	325.120.176	260.137.009
Прочие налоги к уплате	23	79.168.191	34.014.457
Финансовая гарантия		1.170.697	1.211.481
Предоплата по договорам поставки нефти	20	332.330.000	249.967.500
Прочие текущие обязательства	22	144.405.371	119.042.249
		1.732.667.505	1.127.507.461
Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как пред-назначенные для продажи	5	532.931.518	563.884.281
Итого обязательств		6.766.353.343	5.604.806.355
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		13.388.753.337	11.883.077.270
Балансовая стоимость одной акции	18	11.040	10.547

* Некоторые суммы, приведённые в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчётности за 2016 год, поскольку отражают объединение статей, подробная информация о которых приводится в Примечании 2.

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Д. С. Карабаев

Вице-президент – финансовый контролер

А. Ж. Бекназарова

Главный бухгалтер

Е. Е. Орынбаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2017 года	2016 года
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	24	2.458.835.090	1.857.435.356
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	25	(2.379.902.871)	(1.561.746.019)
Валовая прибыль		78.932.219	295.689.337
Общие и административные расходы	26	(152.011.319)	(117.675.164)
Расходы по транспортировке и реализации	27	(288.527.270)	(198.473.083)
Обесценение основных средств и нематериальных активов	28	(25.641.552)	(3.282.679)
Убыток от выбытия основных средств, нематериальных активов и инвестиционной недвижимости, нетто		(3.814.867)	(5.620.831)
Прочий операционный доход		20.164.501	19.429.680
Прочий операционный убыток		(30.093.073)	(14.821.567)
Убыток от операционной деятельности		(400.991.361)	(24.754.307)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		67.182.980	(12.894.441)
Финансовый доход	29	121.735.274	167.891.688
Финансовые затраты	29	(294.897.464)	(230.383.354)
Восстановление обесценения/(обесценение) инвестиций в совместные предприятия		14.845.359	(5.503.379)
Обесценение активов, классифицированных как предназначенных для продажи		(67.594)	(92.601)
Обесценение займов выданных		–	(1.346.447)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	30	414.565.236	270.190.990
Прибыль до учёта подоходного налога		(77.627.570)	163.108.149
Расходы по подоходному налогу	31	(192.029.803)	(163.791.137)
Убыток за год от продолжающейся деятельности		(269.657.373)	(682.988)
Прекращенная деятельность			
Прибыль после налогообложения от прекращенной деятельности	5	789.183.404	360.854.031
Прибыль за год		519.526.031	360.171.043
Чистая прибыль за год, приходящаяся на:			
Акционеров Материнской Компании		437.485.878	305.849.105
Неконтрольную долю участия		82.040.153	54.321.938
		519.526.031	360.171.043

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря		
	Прим.	2017 года	2016 года
Прочий совокупный доход			
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Курсовая разница от пересчета отчетности зарубежных подразделений		(74.167.162)	(38.081.340)
Накопленная курсовая разница группы выбытия		(423.776)	–
Чистый прочий совокупный убыток за год, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		(74.590.938)	(38.081.340)
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Переоценка актуарных доходов/(убытков) по планам с установленными выплатами Группы		(1.148.036)	3.775.606
Переоценка актуарных (убытков)/доходов по планам с установленными выплатами совместных предприятий		(173.333)	(127.142)
Списание отсроченных налоговых активов		(150.746)	–
Налоговый эффект компонентов совокупного убытка		8.642	(807.240)
Чистый прочий совокупный (убыток)/доход/ за год, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		(1.463.473)	2.841.224
Прочий совокупный убыток за год		(76.054.411)	(35.240.116)
Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога		443.471.620	324.930.927
Итого совокупный доход за год, приходящийся на:			
Акционеров Материнской Компании		361.870.465	275.618.617
Неконтрольную долю участия		81.601.155	49.312.310
		443.471.620	324.930.927

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Вице-президент – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев

А.Ж. Бекназарова

Е.Е. Орынбаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

	За годы, закончившиеся 31 декабря	
В тысячах тенге	2017	2016*
Денежные потоки от операционной деятельности		
Поступления от покупателей	5.634.357.593	5.210.416.312
Платежи поставщикам	(3.715.959.005)	(2.572.353.624)
Прочие налоги и платежи	(914.413.795)	(781.008.413)
Уплаченный подоходный налог	(112.604.740)	(106.406.440)
Вознаграждение полученное	104.803.503	61.212.114
Вознаграждение уплаченное	(216.639.835)	(197.781.984)
Выплаты работникам	(369.717.122)	(336.491.364)
Возврат налогов налоговыми органами	79.392.887	31.066.631
Прочие (выплаты)/поступления	(89.330.944)	(32.472.306)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности	399.888.542	1.276.180.926
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		
Чистое размещение вкладов в банках	(457.272.356)	(269.568.073)
Приобретение основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке	(464.352.881)	(464.811.894)
Поступления денежных средств от продажи основных средств, нематериальных активов, инвестиционной недвижимости и активов по разведке и оценке	1.408.198	1.379.771
Поступление денежных средств от реализации дочерней организации (Примечание 6)	9.151.261	–
Денежные средства приобретенной дочерней организации	180.678	–
Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	271.782.500	118.607.550
Приобретение и вклады в совместные предприятия	(2.625)	(160.057.189)
Возврат вкладов в совместные предприятия	1.714.856	1.672.268
Возврат займов от связанных сторон	336.957	125.002.452
Приобретение долговых бумаг (Примечание 16)	(332.401)	–
Вексель к получению от ассоциированной компании	118.367	6.889.431
Займы, выданные связанным сторонам	(184.707.890)	(222.725.040)
Чистое использование денежных средств в инвестиционной деятельности	(821.975.336)	(863.610.724)

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	За годы, закончившиеся 31 декабря	
	2017	2016*
Денежные потоки от финансовой деятельности		
Поступления по займам (Примечание 19)	1.508.170.132	316.799.290
Погашение займов (Примечание 19)	(689.074.491)	(530.514.370)
Распределение Самрук-Казына	–	(2.202.898)
Дивиденды, выплаченные Самрук-Казына и Национальному Банку РК (Примечание 18)	(45.877.517)	(90.853.335)
Дивиденды, выплаченные неконтрольной доле участия (Примечание 18)	(12.415.761)	(5.248.975)
Выпуск акций (Примечание 18)	1	1
Чистое поступление / (использование) денежных средств в финансовой деятельности	760.802.364	(312.020.287)
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты	22.436.734	(3.531.543)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	361.152.304	97.018.372
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	905.452.511	808.434.139
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	1.266.604.815	905.452.511

* Группа изменила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств (Примечание 2).

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Вице-президент – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев
А.Ж. Бекназарова
Е.Е. Орынбаев

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В тысячах тенге	Приходится на акционеров Материнской Компании							Итого
	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Неконтролирующая доля участия		
На 31 декабря 2015 года	696.363.445	243.655.405	3.110.573	1.405.325.707	2.988.542.754	5.336.997.884	753.179.913	6.090.177.797
Прибыль за год	-	-	-	-	305.849.105	305.849.105	54.321.938	360.171.043
Прочий совокупный доход	-	-	-	(32.554.186)	2.323.698	(30.230.488)	(5.009.628)	(35.240.116)
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	(32.554.186)	308.172.803	275.618.617	49.312.310	324.930.927
Взнос в уставный капитал	13.180	-	-	-	-	13.180	-	13.180
Дивиденды	-	-	-	-	(59.748.893)	(59.748.893)	(5.167.227)	(64.916.120)
Распределения Самрук-Казына	-	-	-	-	(22.401.021)	(22.401.021)	-	(22.401.021)
Операции с Самрук-Казына	-	-	-	-	(50.871.857)	(50.871.857)	-	(50.871.857)
Признание опционов по выплатам на основе акций	-	-	891.404	-	-	891.404	518.777	1.410.181
Исполнение опционов по выплатам на основе акций	-	-	(3.740.318)	-	-	(3.740.318)	3.740.318	-
Изъятие опционов по выплатам на основе акций	-	-	(39.585)	-	-	(39.585)	(23.038)	(62.623)
Изменение в доли владения дочерней организации	-	-	-	-	(8.593)	(8.593)	(956)	(9.549)
На 31 декабря 2016 года	696.376.625	243.655.405	222.074	1.372.771.521	3.163.685.193	5.476.710.818	801.560.097	6.278.270.915

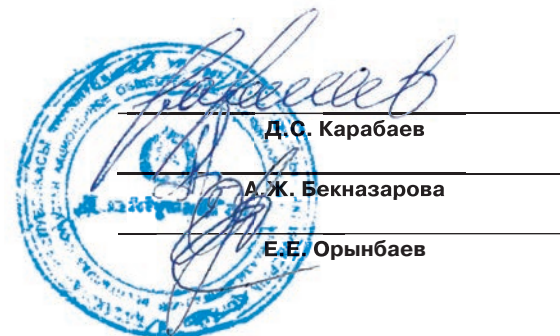
КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

В тысячах тенге	Приходится на акционеров Материнской Компании						Итого	Некон- троль-ная доля участия	Итого
	Уставный капитал	Дополнитель- ный оплачен- ный капитал	Прочий капитал	Резерв от пе- ресчёта валю- ты отчетности	Нераспре- де-лённая прибыль				
На 31 декабря 2016 года	696.376.625	243.655.405	222.074	1.372.771.521	3.163.685.193	5.476.710.818	801.560.097	6.278.270.915	
Прибыль за год	-	-	-	-	437.485.878	437.485.878	82.040.153	519.526.031	
Прочий совокупный доход	-	-	-	(74.329.237)	(1.286.176)	(75.615.413)	(438.998)	(76.054.411)	
Общая сумма совокупного дохода за год	-	-	-	(74.329.237)	436.199.702	361.870.465	81.601.155	443.471.620	
Взнос в уставный капитал (Примечание 18)	12.967.880	221.005	-	-	-	13.188.885	-	13.188.885	
Дивиденды (Примечание 18)	-	-	-	-	(45.878.887)	(45.878.887)	(13.269.562)	(59.148.449)	
Распределения Самрук- Казына (Примечание 18)	-	-	-	-	(23.634.306)	(23.634.306)	-	(23.634.306)	
Операции с Самрук-Казына (Примечание 18)	-	-	-	-	(29.735.993)	(29.735.993)	-	(29.735.993)	
Исполнение опционов по вы- платам на основе акций	-	-	(130.900)	-	-	(130.900)	130.900	-	
Изъятие опционов по выпла- там на основе акций	-	-	(7.989)	-	-	(7.989)	(4.689)	(12.678)	
На 31 декабря 2017 года	709.344.505	243.876.410	83.185	1.298.442.284	3.500.635.709	5.752.382.093	870.017.901	6.622.399.994	

Исполнительный вице-президент – финансовый директор

Вице-президент – финансовый контролер

Главный бухгалтер



Д.С. Карабаев
А.Ж. Бекназарова
Е.Е. Орынбаев

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение) За год, закончившийся 31 декабря 2017 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания», «КазМунайГаз» или «Материнская Компания») является государственным 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 2017 года Компания имеет доли участия в 52 операционных компаниях (в 2016 году: 47) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 19.

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 нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (Примечание 34).

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Исполнительным вице-президентом - финансовым директором и Главным бухгалтером Компании 12 марта 2018 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 тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Заявление о соответствии (продолжение)

Группа изменила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств с косвенного метода на прямой метод за период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2017 года, поскольку Группа считает, что прямой метод позволяет представить информацию, которая является более уместной для пользователей финансовой отчётности. Группа применила метод представления консолидированного отчёта о движении денежных средств на ретроспективной основе.

Сравнительная информация

Консолидированный отчет о финансовом положении был пересмотрен с целью объединения схожих по природе статей.

Влияние на консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2017 года:

В тысячах тенге	Согласно предыдущему отчету	Объединение статей	Согласно реклассификации
Активы			
Долгосрочные активы			
Облигации к получению от Самрук-Казына	37.683.003	(37.683.003)	–
Вексель к получению от участника совместного предприятия	16.695.758	(16.695.758)	–
Вексель к получению от ассоциированной компании	34.837.804	(34.837.804)	–
Займы связанным сторонам	476.777.932	(476.777.932)	–
Займы и задолженность от связанных сторон	–	565.994.497	565.994.497
Текущие активы			
Облигации к получению от Самрук-Казына	4.440.000	(4.440.000)	–
Вексель к получению от участника совместного предприятия	17.617.100	(17.617.100)	–
Займы связанным сторонам	113.616.133	(113.616.133)	–
Займы и задолженность от связанных сторон	–	135.673.233	135.673.233

Вышеупомянутые реклассификации не оказали влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы. Руководство считает, что такое представление является более прозрачным, поскольку отражает характер таких активов.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную консолидированную финансовую отчётность, 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 отчёте 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Пересчёт иностранной валюты (продолжение)

Операции и сальдо счетов (продолжение)

Разницы, возникающие при погашении или пересчёте 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 2017 года составлял 332,33 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2017 года (в 2016 году: 333,29 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 12 марта 2018 года составлял 320,55 тенге за 1 доллар США.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Принципы учёта, принятые при подготовке консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при подготовке годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2016 года, за исключением принятых новых стандартов и интерпретаций, вступивших в силу с 1 января 2017 года. Группа не применяла досрочно какие либо другие стандарты, разъяснения и поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

Характер и влияние изменений раскрыты ниже. Кроме того, принятые новые стандарты и интерпретации, вступившие в силу с 1 января 2017 года, не оказывают существенного влияния на годовую консолидированную финансовую отчётность Группы. Характер и влияние каждого нового стандарта или поправки описаны ниже:

Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчёт о движении денежных средств: инициатива по раскрытию информации»

Поправки требуют от компаний раскрытия информации об изменениях в их обязательствах, возникающих в результате финансовой деятельности, включая изменения, связанные с денежными потоками и неденежными изменениями (такими как прибыль или убытки от курсовой разницы). Группа предоставила информацию как за текущий период, так и за предшествующий сравнительный период в Примечании 19.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям (продолжение)

Поправки к МСФО (IAS) 12 «Подходный налог: признание отложенных налоговых активов за нерезализованные убытки»

Поправки разъясняют, что компании необходимо определить, ограничивает ли налоговое законодательство источники налогооблагаемой прибыли, за счет которых компания может производить вычеты, связанные с отменой этой вычитаемой временной разницы. Кроме того, поправки содержат указания о том, каким образом компания должна определять будущую налогооблагаемую прибыль и объяснять обстоятельства, при которых налогооблагаемая прибыль может включать в себя возмещение, полученное за некоторые активы, превышающее их балансовую стоимость.

Группа применила поправки ретроспективно. Однако их применение не влияет на финансовое положение и результаты деятельности Группы, так как у Группы нет вычитаемых временных разниц или активов, которые входят в сферу действия поправок.

Ежегодные усовершенствования МСФО, период с 2014-2016 годов

Поправки к МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации об интересах в других организациях: разъяснение сферы применения требований к раскрытию информации в МСФО 12»

Поправки разъясняют, что требования к раскрытию информации в МСФО (IFRS) 12 применяются в отношении доли участия организации в дочерней организации, совместном предприятии или ассоциированной организации (или части доли в совместном предприятии или ассоциированной организации), которая классифицируется (или включается в состав выбывающей группы, которая классифицируется) как предназначенная для продажи. Поправка не оказывает никакого влияния на Группу.

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчётности Группы, и которые, по мнению Группы, после применения повлияют на раскрытия, финансовое положение или результаты деятельности. Компания намерена применить эти стандарты и интерпретации, в случае необходимости, с даты их вступления в силу:

- ◆ МСФО 9 «Финансовые инструменты» (1 января 2018 года);
- ◆ МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями» (1 января 2018 года);
- ◆ МСФО 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций» (поправки) (1 января 2018 года);
- ◆ МСФО 16 «Аренда» (1 января 2019 года);
- ◆ МСФО 10 и МСБУ 28 «Продажа или передача активов между инвестором и его ассоциированной компанией или совместным предприятием»;
- ◆ Интерпретация IFRIC 22 «Операции в иностранной валюте и предварительная оплата» (1 января 2018 года);
- ◆ Интерпретация IFRIC 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога» (1 января 2019 года);
- ◆ МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» — удаление краткосрочных освобождений для организаций, впервые применяющих МСФО;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

- ◆ МСФО 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия» — Разъяснение того, что решение оценивать объекты инвестиции по справедливой стоимости через прибыль или убыток должно приниматься отдельно для каждой инвестиции (1 января 2018 года);
- ◆ Переводы инвестиционной недвижимости из категории в категорию – Поправки к МСФО 40

МСФО 9 «Финансовые инструменты»

МСФО 9 заменяет МСФО 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» и объединяет все три аспекта проекта учета финансовых инструментов: классификация и оценка, обесценение и учет хеджирования.

МСФО 9 применяется к годовым периодам, начинающимся с 1 января 2018 года или после этой даты. За исключением учета хеджирования требуется ретроспективное применение, но предоставление сравнительной информации не является обязательным. Группа планирует принять новый стандарт на требуемую дату вступления в силу и не будет пересчитывать сравнительную информацию.

По состоянию на отчетную дату Группа не завершила подробную оценку воздействия всех трех аспектов МСФО 9. Эта оценка может быть изменена в результате дальнейшей обоснованной и подтверждаемой информации, которая станет доступной для Группы в 2018 году, когда МСФО 9 будет полностью принят.

(а) Классификация и оценка

Компания планирует продолжать оценивать по справедливой стоимости все финансовые активы, оцениваемые в настоящее время по справедливой стоимости. Группа продолжает оценку возможного эффекта.

Торговая дебиторская задолженность удерживается для получения договорных денежных потоков, и ожидается, что они приведут к возникновению денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов. Группа проанализировала характеристики предусмотренных договором денежных потоков по этим инструментам и пришла к выводу, что они отвечают критериям для оценки по амортизированной стоимости согласно МСФО 9. Следовательно, реклассифицировать данные инструменты не требуется.

(б) Обесценение

МСФО 9 требует, чтобы Группа отражала по всем займам, торговой дебиторской задолженности и банковским вкладам 12-месячные ожидаемые кредитные убытки или ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Группа планирует применить упрощенный подход и отразить ожидаемые кредитные убытки за весь срок по торговой дебиторской задолженности. Группа на данный момент разрабатывает единый подход для всех предприятий Группы в отношении применения МСФО 9 и на отчетную дату продолжает анализировать всю доступную информацию для оценки влияния принятия МСФО 9.

(в) Учёт хеджирования

Группа определила, что все существующие отношения хеджирования, которые в настоящее время являются эффективными, будут по-прежнему соответствовать требованиям учета хеджирования в соответствии с МСФО 9. Поскольку базовые положения в учете эффективного хеджирования остались неизменными, применение требований к хеджированию по МСФО 9 не окажет существенного влияния на финансовую отчетность Группы.

МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО 15 был выпущен в мае 2014 года, а в апреле 2016 года были внесены поправки. Стандарт предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО 15 выручка признаётся в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

Новый стандарт по выручке заменит все существующие требования МСФО к признанию выручки. Будет требоваться полное ретроспективное применение или модифицированное ретроспективное применение для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. В 2017 году Группа провела детальный анализ МСФО 15 и приняла решение использовать вариант модифицированного ретроспективного применения нового стандарта с требуемой даты вступления в силу.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу (продолжение)

МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями» (продолжение)

Группа осуществляет продажу сырой нефти, нефтепродуктов, газа и других продуктов и оказание услуг, таких как транспортировка нефти и газа, услуги по переработке нефти и нефтесервисные услуги.

(а) Продажа товаров

Для контрактов с клиентами, в которых продажа товаров, как правило, считается единственным обязательством по исполнению, принятие МСФО 15, как ожидается, не окажет существенного влияния на выручку и прибыль или убыток Группы. Группа ожидает, что признание выручки произойдет в определенный момент времени, когда контроль над активом передается клиенту, как правило, при подписании акта приема-передачи.

(б) Оказание услуг

Группа ежемесячно выполняет обязательства по исполнению и признает выручку от оказания услуг по транспортировке нефти и газа, исходя из фактических объемов оказанных услуг. Выручка от услуг по переработке и нефтесервисным услугам признаются с течением времени, учитывая, что покупатель одновременно получает и потребляет выгоды, предоставляемые Группой. Ожидается, что применение МСФО 15 к контрактам на оказание услуг не повлияет на выручку и прибыль или убыток Группы.

(с) Требования к представлению и раскрытию информации

Требования к представлению и раскрытию информации в МСФО 15 более подробные, чем установленные действующим МСФО. Многие требования к раскрытию информации в МСФО 15 являются новыми, и Группа оценила, что влияние некоторых из этих требований раскрытия информации не будет значительным.

В 2017 году Группа продолжит тестирование соответствующих систем, внутренних средств контроля, политики и процедур, необходимых для сбора и раскрытия необходимой информации.

Основа консолидации

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчеты Компании и её дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2017 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 инвестиции.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Основа консолидации (продолжение)

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, включается 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 гудвилла), 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 гудвилл

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 39, оценивается по справедливой стоимости, а изменения справедливой стоимости признаются либо в составе прибыли или убытка, либо как изменение прочего совокупного дохода. Если условное вознаграждение не попадает в сферу применения МСФО 39, оно оценивается согласно другому применимому МСФО. Если условное возмещение классифицируется в качестве собственного капитала, оно в последствии переоценивается, и его погашение отражается в составе собственного капитала.

Гудвилл 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 возмещения, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Объединение бизнеса и гудвилл (продолжение)

Впоследствии гудвилл оценивается по первоначальной стоимости за вычетом накопленных убытков от обесценения. Для целей проверки гудвилла, приобретенного при объединении бизнеса, на предмет обесценения, гудвилл, 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 гудвилл составляет часть подразделения, генерирующего денежные потоки, и часть этого подразделения выбывает, гудвилл, относящийся к выбывающей деятельности, включается в текущую стоимость этой деятельности при определении прибыли или убытка от ее выбытия. В этих обстоятельствах выбывший гудвилл 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 гудвилл на дату приобретения, как превышение (а) над (б), как показано ниже:

(а) сумма:

- (i) переданного вознаграждения, которое как правило, оценивается по справедливой стоимости на дату приобретения;
- (ii) стоимости неконтрольной доли участия в приобретаемой организации;
- (iii) 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 по распоряжению Акционера

Приобретении дочерних организаций по распоряжению Акционера, разница между суммой выплаченного вознаграждения и справедливой стоимостью приобретенных активов и принятых обязательств за исключением неконтрольной доли участия, а также результат переоценки ранее принадлежавшей Группе доли участия отражаются как распределения акционерам Материнской компании напрямую в капитале.

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 гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Доли участия в совместно-контролируемых операциях

Группа имеет доли участия в совместно-контролируемых операциях.

При приобретении доли участия в совместно-контролируемых операциях Группа признает активы, относящиеся к такой доле, включая долю в совместно-контролируемых активах; обязательства, включая долю в совместно понесенных обязательствах. Впоследствии, Группа признает доход от реализации продукции, относящейся к совместно-контролируемым операциям, включая долю дохода от реализации продукции, произведенной в результате совместно-контролируемых операций; расходы, относящиеся к совместно-контролируемым операциям, включая долю расходов, понесенных в совместно-контролируемых операциях.

Группа признает активы, обязательства, доходы и расходы от совместно-контролируемых операций в соответствии с учетной политикой Группы в отношении таких активов, обязательств, доходов и расходов.

В случае, когда Группа не имеет совместного контроля в совместных операциях, она учитывает свою долю участия в таких совместных операциях также как стороны, имеющие совместный контроль, как описано в предыдущих параграфах.

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. Гудвилл, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (продолжение)

Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний представляется непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе за рамками операционной прибыли. 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 отчете о прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли совместного предприятия или ассоциированной 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Расходы, связанные с разведкой, оценкой и разработкой месторождений (продолжение)

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 обесценен. 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.

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 не 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. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, включая сухие разработочные скважины или оконтуривающие скважины и неподвижные технические проблемы, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

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 от 4 до 10 лет.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямым 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

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 гудвилл. 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 гудвилла, амортизируются прямым методом в течение 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.

Гудвилл 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 гудвилла определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвилл. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их текущей стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвилла не может быть восстановлен в будущих периодах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Инвестиционная недвижимость

Инвестиционная недвижимость изначально оценивается по первоначальной стоимости, включая затраты по сделке.

Поскольку Группа применяет метод учета по первоначальной стоимости, после первоначального признания инвестиционная недвижимость учитывается по принятому методу в соответствии с МСФО 16 «Основные средства» - учитывая накопленное обесценение и накопленную амортизацию.

Инвестиционная недвижимость амортизируется прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 2 до 100 лет.

На каждую отчетную дату Группа определяет справедливую стоимость инвестиционной недвижимости и в случае превышения текущей стоимости над справедливой стоимостью, разница признается в прибыли или убытке.

Признание инвестиционной недвижимости в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается при ее выбытии, либо в случае, если она выведена из эксплуатации, и от ее выбытия не ожидается экономических выгод в будущем. Разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива признается в консолидированном отчете о совокупном доходе за тот период, в котором было прекращено его признание.

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 учитываются недавние рыночные сделки, если таковые имели место. В отсутствие подобных сделок 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 прогнозные 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 гудвилла, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 разведки 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 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 эквивалентна размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по производственным средствам и средствам транспортировки на основе производственного метода.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

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:

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- (б) 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) 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 соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затратами по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают в себя деньги и их эквиваленты, краткосрочные банковские депозиты, облигации к получению от Материнской компании, вексель к получению от участника совместного предприятия, вексель к получению от ассоциированной компании, займы связанным сторонам и торговую дебиторскую задолженность.

Последующая оценка финансовых активов

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые активы, предназначенные для торговли, и финансовые активы, отнесенные при первоначальном признании в категорию переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Финансовые активы классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Данная категория включает производные инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования как они определены в МСБУ 39. Производные инструменты, включая отделенные встроенные производные инструменты, также классифицируются как предназначенные для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования. Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в составе финансовых доходов или финансовых затрат в прибылях и убытках.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

Финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые при первоначальном признании по справедливой стоимости через прибыль или убыток, признаются на дату первоначального признания и только в том случае, если это соответствует требованиям МСБУ 39. У Группы отсутствуют финансовые активы, определенные ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Группа проанализировала финансовые активы, предназначенные для торговли, отличные от производных инструментов, на предмет уместности допущения о наличии намерения их продажи в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация таких активов в категории займов и дебиторской задолженности, инструментов, имеющих в наличии для продажи, или финансовых инструментов, удерживаемых до погашения, зависит от характера актива. Проведенный анализ не оказал влияния на финансовые активы, классифицированные как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, в силу использования компанией возможности учета по справедливой стоимости; это инвестиции не могут быть переклассифицированы после первоначального признания.

Производные инструменты, встроенные в основные договоры, учитываются как отдельные производные инструменты и отражаются по справедливой стоимости, если присущие им экономические характеристики и риски не являются тесно связанными с рисками и характеристиками основных договоров, и эти основные договоры не предназначены для торговли и не классифицируются как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Встроенные производные инструменты такого рода оцениваются по справедливой стоимости, а изменения их справедливой стоимости признаются в отчете о прибылях и убытках. Пересмотр порядка учета происходит лишь в случае изменений в условиях договора, приводящих к существенному изменению денежных потоков, которые потребовались бы в противном случае, либо в случае переклассификации финансового актива и его перевода из категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчете о прибылях и убытках. Расходы, обусловленные обесценением торговой и прочей дебиторской задолженности, признаются в составе административных расходов. Расходы, обусловленные обесценением займов выданных, признаются в составе финансовых затрат.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. 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 доходов. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе финансовых затрат.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка финансовых активов (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевыми и долговыми ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве финансовых затрат. Проценты, полученные при удержании финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, признаются как финансовый доход на основе эффективной процентной ставки.

Группа оценила свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыли и убытки.

Прекращение признания финансовых активов

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- 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 (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) 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 все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы (продолжение)

Прекращение признания финансовых активов (продолжение)

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной текущей стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения. При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между текущей стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Текущая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается как расходы периода. Начисление процентного дохода по сниженной текущей стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе финансовых затрат.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)

Приведенная стоимость ожидаемых будущих денежных потоков дисконтируется с использованием первоначальной эффективной процентной ставки по финансовому активу. Если ставка по займу переменная, ставкой дисконтирования для определения убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевыми инструментами, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» необходимо оценивать в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в текущем периоде через прибыли или убытки. Убытки от обесценения по инвестициям в долевыми инструментами не восстанавливаются через доходы текущего периода, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного как расходы периода.

Начисление процентов в отношении уменьшенной текущей стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе финансовых доходов. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

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 МСБУ 39. 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка финансовых обязательств (продолжение)

Кредиты и займы (продолжение)

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 учётом 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 потребуются 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 строительству

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 расходы на финансирование. 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 вознаграждения работникам. Начисление ожидаемых расходов по этим вознаграждениям долгосрочные осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленными выплатами.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Признание выручки

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания выручки в консолидированной финансовой отчетности должны выполняться следующие критерии:

Продажа товаров

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

Процентные доходы

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым инструментам, классифицированным в качестве инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, процентные доходы или расходы 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.

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

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Активы и обязательства по текущему подоходному 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 подоходный 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 подоходный налог и образует часть расходов по подоходному 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 подоходного 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Подходный налог (продолжение)

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 гудвилла 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 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

Платежи на основе долевых инструментов

Работники Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на операциях по долевым инструментам. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами дочерней организации, в которой они работают («сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами»).

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется при помощи соответствующей модели оценки.

Расходы по операциям по выплатам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в резервах по прочему капиталу в течение периода, в котором выполняются условия достижения результатов деятельности и/или условия выслуги определенного срока, и заканчивающегося на дату, когда работники получают полное право на вознаграждение (дата перехода права на получение вознаграждения). Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании оптимальной оценки Группы в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения. Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода.

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, расход не признается.

Если условия вознаграждения, выплачиваемого долевыми инструментами, изменены, расход признается, как минимум, в том размере, как если бы условия не были изменены. Кроме того, признается дополнительный расход по изменению, которое увеличивает общую справедливую стоимость вознаграждения долевыми инструментами, либо которое иным образом выгодно для работника, согласно оценке, произведенной на дату такого изменения.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные, признаются немедленно. Однако если аннулированное вознаграждение замещается новым, и новое вознаграждение рассматривается как замещение аннулированного вознаграждения на дату его предоставления, аннулированное и новое вознаграждение учитываются так, как если бы произошло изменение первоначального вознаграждения, как описано в предыдущем абзаце.

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 акционеру

Затраты, понесенные Группой в соответствии с решениями Правительства или решениями Самрук-Казына или их инструкциями, учитываются как распределения через капитал. Такие затраты включают расходы, связанные с непрофильной деятельностью Группы (строительство социальных объектов) и приобретение инвестиций.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 отчетности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ 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 расчётах 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 неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость 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 неопределённости 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 изменений 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 расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, 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 приведёт 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов

В каждом отчетном периоде Группа оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. 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 (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объемы добычи и продажи). 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.

На 31 декабря 2017 года Группа не проводила оценку вследствие отсутствия признаков обесценения или индикаторов восстановления обесценения.

На 31 декабря 2017 года дальнейшее уменьшение объема оказываемых буровых услуг, увеличение уровня инфляции и стоимости капитала указывали на то, что генерирующие единицы Группы могут быть обесценены. Ввиду этого, за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, руководство Группы произвело оценку возмещаемой стоимости своих активов. Убыток от обесценения в сумме 23.309.760 тысяч тенге (Примечание 7), относящийся к основным средствам ТОО «Oil Transport Corporation» (ОТК) и ПНХЗ был признан в консолидированной финансовой отчетности.

ОТК рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования от 12,77% до 16,01% была получена от средневзвешенной стоимости капитала до удержания налогов. Пятилетний бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации, так как он содержит прогнозы по уровню проведения буровых работ, доходы, расходы и капитальные затраты. Различные допущения, такие как прогнозы по тарифам на оказание услуг и темпы инфляции, учитывают существующие цены, обменные курсы иностранных валют, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции и колебания. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции.

В декабре 2017 и 2016 годов Группа провела ежегодное тестирование на обесценение АО «Павлодарский нефтехимический завод» (ПНХЗ). При анализе индикаторов обесценения Группа учитывала прогноз маржи нефтепереработки, объем производства и другие факторы. Перед проведением тестирования, Группа обесценила незавершенные работы, которые не рассматривались как часть генерирующей единицы ПНХЗ.

ПНХЗ рассчитал возмещаемую стоимость с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования 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, которые ПНХЗ обязан поддерживать. Неотъемлемый риск был включен путем применения индивидуального бета-фактора. Бета-фактор оценивался на основе общедоступных рыночных данных. Прогнозируемые денежные потоки до 2036 года были основаны на пятилетнем бизнес-плане ПНХЗ до 2021 года, который предполагает текущие оценки руководства по возможным изменениям операционных и капитальных затрат. Значительная часть этих денежных потоков после 2021 года прогнозировалась путем применения ожидаемого уровня инфляции, исключая капитальные затраты, которые основаны на наилучшей оценке управления на дату оценки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа имеет существенный гудвилл, связанный с приобретением ПНХЗ (Примечание 10).

На 31 декабря 2017 года возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ составляет 432.622.355 тысяч тенге (в 2016 году: 315.402.461 тысяча тенге). Возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ была определена на основе справедливой стоимости за вычетом затрат по реализации. Денежные потоки предполагают наибольшее и наилучшее использование активов независимыми участниками рынка, то есть других аналогичных компании той же отрасли в существующих экономических условиях. Ставка дисконтирования, применяемая к прогнозируемым денежным потокам, составила 13,25% (в 2016 году: 11,58%), а денежные потоки за пределами пятилетнего срока были экстраполированы с учетом темпа роста, равного 2,78% (в 2016 году: 4,99%). В результате проведенного анализа, не было признано обесценения гудвилла ПНХЗ.

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию

- ◆ Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов;
- ◆ Капитальные затраты в 2018-2036 годах;
- ◆ Цены на сырую нефть и нефтепродукты на местном рынке
- ◆ Ставки дисконтирования.

Объем производства сырой нефти и нефтепродуктов – являются прогнозами ПНХЗ по приобретению сырой нефти и по выходу нефтепродуктов при переработке 1 тонны сырой нефти до и после модернизации ПНХЗ.

Капитальные затраты – капитальные затраты представляют собой затраты: а) по реконструкции и модернизации ПНХЗ; б) затраты, необходимые для поддержания текущего состояния актива.

Цены на сырую нефть и нефтепродукты на местном рынке – цены основаны на оценке руководства Группы по приобретению сырой нефти от местных нефтедобытчиков.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки, принимая во внимание временную стоимость денег и индивидуальный риск активов, не включенных в расчет денежных потоков. Ставка дисконтирования была вычислена с учетом специфичных для ПНХЗ и ее операционных сегментов условий и основана на средневзвешенной стоимости капитала (WACC). При расчете WACC принимаются во внимание стоимость займов и собственного капитала. Стоимость собственного капитала является производной от ожиданий инвесторов ПНХЗ в отношении доходности инвестиций. Особенности сегмента учитываются через индивидуальные бета-факторы. Бета-факторы рассчитываются исходя из общедоступных рыночных данных.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Возмещаемость нефтегазовых активов, нефтеперерабатывающих и прочих активов (продолжение)

Чувствительность к изменениям в допущениях

Результаты оценки возмещаемой стоимости ПНХЗ являются наиболее чувствительными к изменению основных допущений, в частности, допущений, связанных с изменениями обменного курса тенге, ставки дисконтирования WACC, а также запланированного значения EBITDA в терминальном периоде. Повышения ставки дисконтирования на 1,0% с 13,25 до 14,25%, приведёт к тому, что возмещаемая стоимость генерирующей единицы ПНХЗ уменьшится на 40.369.592 тысячи тенге. Понижение запланированного значения EBITDA, в терминальном периоде, на 5% с 23% до 18% приведёт к уменьшению возмещаемой стоимости генерирующей единицы ПНХЗ на 3.993.727 тысяч тенге.

Обязательства по выбытию активов

Нефтегазовые активы

По условиям определённых 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 выводу из эксплуатации и обязательств по загрязнению окружающей среды и производственном участке. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным 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 отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём 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 определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью 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 обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку.

Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную 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 отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике.

Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие и выбытие активов, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Нефтегазовые активы (продолжение)

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по консолидированному отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2017 года были в интервале от 2,01% до 5,57% и от 5,17% до 10,00% соответственно (в 2016 году от 2,04% до 6,7% и от 5,5% до 10,15%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 21.

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 2017 года балансовая стоимость резерва Группы по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель Группы составила 65.139.689 тысяч тенге (на 31 декабря 2016 года: 59.539.785 тысяч тенге) (Примечание 21).

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 2016 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 21.

Вознаграждения работникам

Стоимость долгосрочных вознаграждений 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 результатов осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам входит в состав прочих резервов и резервов по налогам, раскрытых в Примечании 21. Дальнейшие неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 35.

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2017 года. Отложенные КПН и НСП считаются на основе временных разниц по активам и обязательствам, распределенным по контрактам на недропользование с применением ожидаемых ставок, установленных налоговыми органами на 31 декабря 2017 года.

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут 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. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2017 года составляла 65.135.777 тысяч тенге (в 2016 году 71.909.033 тысячи тенге). Более подробная информация содержится в Примечании 31.

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 33.

Обязательства по операционной аренде – Группа в качестве арендатора

Группа арендует офисное помещение и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в консолидированной финансовой отчетности.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Прекращенная деятельность

В сентябре 2015, Группа разработала новый план приватизации, который был утвержден Правительством в декабре 2015 года. Новый план приватизации предусматривает продажу определенных активов, включая 51% долю участия в KMG International N.V. (KMG I). 15 декабря 2016 года, в соответствии с планом приватизации, Группа подписала договор купли-продажи (ДКП) 51 % доли участия в KMG I. В 2017 году все отлагательные условия, указанные в ДКП были выполнены. 15 декабря 2017 года в целях сохранения ранее согласованных условий сделки с покупателем, Группа подписала дополнительное соглашение к ДКП и условный акт передачи акций KMG I с ожиданием завершения сделки в июне 2018 года. Группа определила справедливую стоимость 51% доли участия в KMG I в сумме 680.000 тысяч долларов США (эквивалентно 225.984.400 тысяч тенге).

Группа считает, что KMG I соответствует критериям классификации как прекращенная деятельность по следующим критериям:

- ◆ KMG I готов к продаже и может быть продан в текущем состоянии;
- ◆ Процедуры по продаже начаты и ожидается, что будут завершены в течение одного года.

Дополнительные раскрытия приведены в Примечании 5.

5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2017 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года представлены ниже:

В тысячах тенге	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	31 декабря 2017 года		Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2017 года
		Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
KMG International N.V.	1.086.784.349	531.002.856	555.781.493	792.849.522
Прочие активы*	24.904.588	1.928.662	22.975.926	(3.666.118)
Итого	1.111.688.937	532.931.518	578.757.419	789.183.404

* Прочие активы включают ТОО «Казахстанско-Британский Технический университет» (КБТУ) и ТОО «КМГ-Устюрт». Убыток после налогообложения включает результат реализации 100% доли участия в АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр» (Примечание 6).

Активы и обязательства, классифицированные как прекращенная деятельность и активы, предназначенные для продажи, по состоянию на 31 декабря 2016 года, а также результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года представлены ниже:

В тысячах тенге	Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	31 декабря 2016 года		Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2016 года
		Обязательства, относящиеся к активам, классифицированным как предназначенные для продажи	Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	
KMG International N.V.	1.014.948.431	550.226.128	464.722.303	368.199.241
Прочие активы*	43.845.645	13.658.153	30.187.492	(7.345.210)
Итого	1.058.794.076	563.884.281	494.909.795	360.854.031

* Прочие активы включают АО «Авиакомпания «Евро-Азия Эйр», ТОО «Казахстанско-Британский Технический университет» (КБТУ) и ТОО «АЗПМ».

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

KMG International N.V. (KMG I)

Результаты деятельности KMG I за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены ниже:

В тысячах тенге	2017		2016	
	До элиминации	После элиминации*	До элиминации	После элиминации*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	2.724.172.080			
2.334.927.450	1.943.293.716	1.695.688.049		
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(2.594.154.170)	(1.416.186.062)	(1.833.990.709)	(1.193.961.256)
Валовая прибыль	130.017.910	918.741.388	109.303.007	501.726.793
Общие и административные расходы	(48.422.585)	(48.422.585)	(50.098.705)	(50.098.705)
Расходы по транспортировке и реализации	(60.408.688)	(60.408.688)	(59.423.245)	(59.423.245)
Убыток от обесценения, признанный от переоценки справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу	(5.921.976)	(5.921.976)	(10.327.447)	(10.327.447)
Восстановление/(обесценение) основных средств и нематериальных активов, кроме гудвилла	981.997	981.997	(3.982.106)	(3.982.106)
Прочий операционный расходы	(3.502.338)	(3.502.337)	(2.204.976)	(2.204.976)
Прибыль/(убыток) от операционной деятельности	12.744.320	801.467.799	(16.733.472)	375.690.314
Отрицательная курсовая разница, нетто	(128.297)	(128.297)	(2.272.190)	(2.272.190)
Финансовый доход	838.557	838.557	452.245	452.245
Финансовые расходы	(11.457.926)	(11.457.926)	(10.436.587)	(10.436.587)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	384.575	384.574	1.175.613	1.175.613
Прибыль/(убыток) за год до налогообложения от прекращенной деятельности	2.381.229	791.104.707	(27.814.391)	364.609.395
Экономия по подоходному налогу	1.744.815	1.744.815	3.589.846	3.589.846
Прибыль/(убыток) после налогообложения за год от прекращенной деятельности	4.126.044	792.849.522	(24.224.545)	368.199.241

Результаты деятельности представлены после элиминации внутригрупповых операций (за 2017 год: выручка от реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 389.244.630 тысяч тенге и себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 1.177.968.108 тысяч тенге; за 2016 год выручка от реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 247.605.667 тысяч тенге и себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг в сумме 640.029.453 тысячи тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

5. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И АКТИВЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ПРОДАЖИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

KMG International N.V. (продолжение)

На 31 декабря основные классы активов и обязательств KMG I, классифицированных как предназначенные для продажи, представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2017*	2016*
Активы		
Основные средства	559.864.830	585.545.785
Нематериальные активы	69.774.013	73.932.864
Инвестиции в ассоциированные компании	13.278.245	12.644.023
Актив по отсроченному налогу	33.544.726	34.545.175
Товарно-материальные запасы	141.471.552	115.234.684
Торговая дебиторская задолженность	161.542.624	128.944.234
Прочие долгосрочные активы	3.373.814	2.949.283
Прочие краткосрочные активы	30.103.448	36.148.634
Денежные средства и их эквиваленты	73.831.097	25.003.749
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	1.086.784.349	1.014.948.431
Обязательства		
Займы	137.808.610	201.868.754
Обязательства по отсроченному налогу	68.725.179	72.935.184
Резервы	53.136.243	50.706.074
Торговая кредиторская задолженность	188.730.872	142.278.168
Прочие налоги	24.406.316	17.704.032
Прочие долгосрочные обязательства	156.195	141.648
Прочие краткосрочные обязательства	58.039.441	64.592.268
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	531.002.856	550.226.128
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	555.781.493	464.722.303

* Активы и обязательства представлены после элиминации внутригрупповых операций.

Чистые денежные потоки KMG I:

В тысячах тенге	2017*	2016*
Операционные	145.378.203	57.998.062
Инвестиционные	(33.401.027)	(34.273.788)
Финансовые	(63.997.439)	(32.809.432)
Чистые притоки/(оттоки) денежных средств	47.979.737	(9.085.158)

* Денежные потоки представлены до элиминации внутригрупповых операций.

По состоянию на 31 декабря 2017 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 346.416.024 тысячи тенге, относящиеся к прекращенной деятельности (в 2016 году: 372.054.627 тысяч тенге), заложены в качестве обеспечения по займам и обязательствам KMG I.

По состоянию на 31 декабря 2017 года торговая дебиторская задолженность и товарно-материальные запасы KMG I в размере 58.115.548 тысяч тенге и 111.843.564 тысячи тенге, соответственно находилась в качестве залогового обеспечения займов (в 2016 году: 87.648.449 тысяч тенге и 72.640.966 тысяч тенге), относящиеся к прекращенной деятельности.

По состоянию на 31 декабря 2017 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 201.459.026 тысяч тенге (в 2016 году: 174.340.401 тысяча тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ

8 ноября Компания завершила реализацию 100% пакета акций АО «ЕвроАзияЭйр», который был классифицирован в качестве прекращенной деятельности, за 11.850.000 тысяч тенге.

На дату потери контроля, чистые активы АО «ЕвроАзияЭйр» представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Чистые активы на дату выбытия
Активы	
Основные средства	10.367.360
Нематериальные активы	41.901
Торговая дебиторская задолженность	2.824.184
Денежные средства и их эквиваленты	3.339.751
Краткосрочные активы	706.204
	17.279.400
Обязательства	
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	2.381.767
Торговая кредиторская задолженность	2.306.514
Краткосрочные обязательства	752.353
	5.440.634
Чистые активы, непосредственно связанные с группой выбытия	11.838.766

Прибыль от выбытия в размере 11.234 тысячи тенге была включена в прибыль от прекращенной деятельности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Нефте- газовые активы	Трубопро- воды	Активы по перера- ботке	Здания и сооружения	Машины и обору- дование	Транспорт	Прочие	Незавер- шенное строи- тельство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года									
(пересчитано)	879.613.848	606.283.140	247.532.399	184.750.124	260.127.436	76.049.925	23.825.549	383.160.263	2.661.342.684
Пересчёт валюты отчетности	(10.971.334)	-	-	(1.432.872)	(417.878)	(750.283)	(285.909)	98.148	(13.760.128)
Изменения в учетной оценке	(8.500.916)	(6.079.200)	-	(53.279)	-	-	-	-	(14.633.395)
Поступления	83.804.363	2.590.183	692.596	2.288.823	6.554.473	2.536.240	5.060.421	422.448.504	525.975.603
Поступления по финансовой аренде	-	-	871.933	-	-	-	-	-	871.933
Выбытия	(5.646.977)	(1.734.827)	(1.377.061)	(1.301.727)	(1.893.689)	(4.340.763)	(2.203.070)	(14.650.326)	(33.148.440)
Расходы по износу	(67.800.045)	(22.759.956)	(26.768.931)	(17.306.955)	(26.465.714)	(7.973.698)	(5.998.828)	-	(175.074.127)
Накопленный износ и обесцене- ние по выбытиям	5.587.411	1.665.595	917.594	611.453	1.707.023	4.159.902	1.965.237	3.252.309	19.866.524
Резерв на обесценение (Приме- чание 28)	1.113.617	(1.206.581)	-	405.314	(641.489)	(918.887)	(544.666)	(1.457.438)	(3.250.130)
Перевод по прекращенной деятельности	(84.640)	-	-	(4.203.451)	(926.578)	(150.232)	(2.018.896)	(4.135.805)	(11.519.602)
Перевод из запасов	15.838	489.059	155.774	1.246	81.689	30.694	19.292	1.297.315	2.090.907
Перевод в активы, классифициро- ванные как предназначенные для продажи	(19.911)	-	(17.055)	(113.630)	(2.076)	(210.124)	(203)	-	(362.999)
Перевод (в) / из инвестиционной недвижимости (Примечание 9)	-	-	-	(200.042)	(363)	-	967	-	(199.438)
Переводы (в) / из нематериальных активов (Примечание 10)	1.915	-	-	-	-	-	-	(695.965)	(694.050)
Перевод в активы по разведке и оценке (Примечание 8)	(3.446.255)	-	-	-	-	-	-	(923.422)	(4.369.677)
Переводы и реклассификации	3.966.096	64.031.658	93.630.122	48.909.084	39.723.354	1.169.683	13.589.517	(265.019.514)	-
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	877.633.010	643.279.071	315.637.371	212.354.088	277.846.188	69.602.457	33.409.411	523.374.069	2.953.135.665

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В тысячах тенге	Нефте- газовые активы	Трубопро- воды	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудова- ние	Транспорт	Прочие	Незавер- шенное строитель- ство	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	877.633.010	643.279.071	315.637.371	212.354.088	277.846.188	69.602.457	33.409.411	523.374.069	2.953.135.665
Пересчёт валюты отчетности	(2.413.467)	–	–	(395.815)	413.356	(98.328)	192.521	(413.504)	(2.715.237)
Изменения в учетной оценке	247.396	(199.915)	–	(4.855)	–	–	–	–	42.626
Поступления	27.176.012	16.878.787	297.455	8.086.249	6.334.531	8.087.416	2.684.947	531.171.597	600.716.994
Выбытия	(17.371.754)	(1.153.877)	(2.647.246)	(4.304.287)	(3.035.202)	(1.423.630)	(2.846.129)	(1.458.232)	(34.240.357)
Расходы по износу	(62.017.598)	(23.892.749)	(32.550.787)	(16.018.534)	(28.137.645)	(7.845.341)	(5.169.968)	–	(175.632.622)
Накопленный износ и обесценение по выбытиям	14.880.689	858.685	2.517.354	4.033.279	2.433.160	1.259.612	2.671.583	760.282	29.414.644
Резерв на обесценение (Примечание 28)	–	(1.321)	–	(1.343.255)	(1.431.137)	(1.907.846)	(947.310)	(17.678.891)	(23.309.760)
Перевод (в)/из запасов, нетто	(1.688)	(52.019)	13.086.516	1.060	34.440	240	1.278	166.149	13.235.976
Перевод по прекращенной деятельности и в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(170.291)	–	(3.908.276)	(3.553.089)	(242.126)	(123.814)	(97.736)	(60)	(8.095.392)
Перевод в инвестиционную недвижимость (Примечание 9)	–	–	–	(251.422)	(13.059)	–	(746)	(357.143)	(622.370)
Переводы (в) / из нематериальных активов (Примечание 10)	(210.414)	–	–	–	–	–	1.577	(1.507.120)	(1.715.957)
Перевод в активы по разведке и оценке (Примечание 8)	8.880.580	–	–	–	–	–	–	–	8.880.580
Переводы и реклассификации	82.273.967	104.461.699	194.362.603	14.756.917	98.323.465	5.664.728	3.352.591	(503.195.970)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	928.906.442	740.178.361	486.794.990	213.360.336	352.525.971	73.215.494	33.252.019	530.861.177	3.359.094.790

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	1.895.494.619	897.214.797	670.697.037	361.025.155	567.043.377	172.744.554	82.087.998	572.214.596	5.218.522.133
Накопленный износ и обесценение	(966.588.177)	(157.036.436)	(183.902.047)	(147.664.819)	(214.517.406)	(99.529.060)	(48.835.979)	(41.353.419)	(1.859.427.343)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	928.906.442	740.178.361	486.794.990	213.360.336	352.525.971	73.215.494	33.252.019	530.861.177	3.359.094.790
Первоначальная стоимость	1.796.687.457	776.793.501	473.343.599	350.113.598	466.840.617	161.145.408	79.902.688	547.812.419	4.652.639.287
Накопленный износ и обесценение	(919.054.447)	(133.514.430)	(157.706.228)	(137.759.510)	(188.994.429)	(91.542.951)	(46.493.277)	(24.438.350)	(1.699.503.622)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	877.633.010	643.279.071	315.637.371	212.354.088	277.846.188	69.602.457	33.409.411	523.374.069	2.953.135.665

В 2017 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 3,36% на сумму 29.962.865 тысяч тенге, относящиеся к строительству активов (в 2016 году: 28.515.460 тысяч тенге, по средней ставке капитализации в 2,42%).

На 31 декабря 2017 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 594.020.576 тысяч тенге (в 2015 году: 483.908.126 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам и обязательствам Группы.

Поступления в незавершенное строительство в основном относятся к капитальному ремонту магистральных газопроводов АО «Интергаз Центральная Азия», дочерней компании КТГ, эксплуатационному бурению скважин на дочерних организациях Озенмунайгаз и Эмбамунайгаз, а также к проектам по модернизации нефтеперерабатывающих заводов, расположенных в городе Атырау и городе Павлодар.

По состоянию на 31 декабря 2017 года стоимость полностью амортизированных основных средств составила 88.901.167 тысяч тенге (на 31 декабря 2015 года: 81.065.726 тысяч тенге).

Обесценение основных средств

В 2017 году Группа признала убыток по обесценению в размере 23.309.760 тысяч тенге, который, в основном, включает обесценение незавершенного строительства ПНХЗ в размере 15.226.880 тысяч тенге в результате изменения конфигурации проекта модернизации и обесценение основных средств ОТК на сумму 5.039.820 тысяч тенге (Примечание 4).

В 2016 году Группа признала убыток по обесценению в размере 3.250.130 тысяч тенге, который, в основном, включает обесценение основных средства АНС на сумму 3.036.355 тысяч тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В тысячах тенге	Материальные	Нематериал-ные	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года	169.094.278	39.431.785	208.526.063
Пересчет валюты отчетности	(677.712)	(339.900)	(1.017.612)
Поступления	21.130.985	3.484.421	24.615.406
Перевод из основных средств (Примечание 7)	4.369.677	–	4.369.677
Выбытия	(18.734)	(4.857.647)	(4.876.381)
Изменения в учетной оценке	(63.985)	–	(63.985)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	193.834.509	37.718.659	231.553.168
Пересчет валюты отчетности	(94.631)	(52.800)	(147.431)
Поступления	33.075.420	344.512	33.419.932
Перевод в основные средства (Примечание 7)	(8.880.580)	–	(8.880.580)
Выбытия	(104.945)	(557.243)	(662.188)
Переводы по прекращенной деятельности в активы для продажи, нетто	–	(1.030.477)	(1.030.477)
Обесценение (Примечание 28)	(802.687)	(10.761)	(813.448)
Изменения в учетной оценке	(112.876)	–	(112.876)
Переводы и реклассификации	(1.261.185)	1.261.185	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	215.653.025	37.673.075	253.326.100

На 31 декабря 2017 года и 2016 года активы по разведке и разработке представлены следующими проектами:

В тысячах тенге	2017	2016
Проект Н	85.093.174	84.350.943
Жемчужина	35.069.407	34.328.596
Жамбыл	33.396.110	31.946.639
Урихтау	27.685.604	30.326.087
Сатпаев	33.791.001	14.653.706
Прочие	38.290.804	35.947.197
	253.326.100	231.553.168

Затраты по разведке по проектам Жемчужина и Сатпаев финансируются партнерами по проектам за исключением Группы. Соответствующие финансовые обязательства признаются в займах (Примечание 19). Погашение задолженности по финансированию данных проектов зависит от обнаружения коммерческих запасов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

9. ИНВЕСТИЦИОННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

В тысячах тенге	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года	29.260.917
Поступления	565.862
Расходы по износу	(722.174)
Выбытия	(47)
Перевод из активов, классифицированные как предназначенные для продажи	174.243
Переводы из основных средств (Примечание 7)	199.438
Переводы из товарно-материальных запасов	1.805
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	29.480.044
Расходы по износу	(703.010)
Выбытия	(233.132)
Обесценение (Примечание 28)	(1.518.344)
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(224.703)
Переводы из основных средств (Примечание 7)	622.370
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	27.423.225
Первоначальная стоимость	32.473.275
Накопленный износ и обесценение	(5.050.050)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	27.423.225
Первоначальная стоимость	32.589.798
Накопленный износ и обесценение	(3.109.754)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	29.480.044

Инвестиционная недвижимость, в основном, представлена административным зданием «Изумрудный Квартал», сдаваемого в аренду на условиях операционной аренды. Руководство Группы считает, что справедливая стоимость здания составляет 24.219.173 тысячи тенге (в 2016 году: 26.723.865 тысяч тенге). Справедливая стоимость инвестиционной недвижимости основана на рыночной цене офисной недвижимости (Примечание 33).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

10. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	Гудвилл	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 31 декабря 2015 года	90.003.639	11.013.606	18.928.126	119.945.371
Пересчёт валюты отчётности	–	(1.164)	(1.396.052)	(1.397.216)
Поступления	–	2.474.012	511.244	2.985.256
Выбытия	–	(2.357.734)	(477.764)	(2.835.498)
Расходы по амортизации	–	(3.620.391)	(1.936.237)	(5.556.628)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	2.343.001	452.278	2.795.279
Резерв на обесценение	–	(32.549)	–	(32.549)
Переводы из основных средств (Примечание 7)	–	691.448	2.602	694.050
Перевод в прекращенную деятельность	–	(100.373)	(9.080)	(109.453)
Перемещения	–	8.236	(8.236)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	90.003.639	10.418.092	16.066.881	116.488.612
Пересчёт валюты отчётности	–	(53.462)	125.676	72.214
Поступления	–	2.296.273	728.041	3.024.314
Выбытия	–	(830.439)	(208.287)	(1.038.726)
Расходы по амортизации	–	(3.681.446)	(1.961.809)	(5.643.255)
Накопленная амортизация и обесценение по выбытиям	–	353.851	192.529	546.380
Перевод (в)/из запасов, нетто	–	(47)	265.965	265.918
Переводы из основных средств (Примечание 7)	–	1.083.277	632.680	1.715.957
Перемещения	–	91.996	(91.996)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	90.003.639	9.678.095	15.749.680	115.431.414
Первоначальная стоимость	125.324.547	37.842.270	23.833.222	187.000.039
Накопленная амортизация и обесценение	(35.320.908)	(28.164.175)	(8.083.542)	(71.568.625)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2017 года	90.003.639	9.678.095	15.749.680	115.431.414
Первоначальная стоимость	126.946.769	33.487.005	24.072.716	184.506.490
Накопленная амортизация и обесценение	(36.943.130)	(23.068.913)	(8.005.835)	(68.017.878)
Остаточная стоимость на 31 декабря 2016 года	90.003.639	10.418.092	16.066.881	116.488.612

Текущая стоимость гудвилла, относимая на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2017	2016
Группа единиц, генерирующих денежные потоки ПНХЗ	88.553.296	88.553.296
Заправочные станции	1.450.343	1.450.343
Итого гудвилл	90.003.639	90.003.639

ПНХЗ

На основании анализа на предмет обесценения, в 2017 и 2016 годах обесценения гудвилла ПНХЗ не было определено.

Более подробный анализ на предмет обесценения изложен в Примечании 4.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

11. БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	2017	2016
Выраженные в долларах США	1.656.762.879	1.202.060.798
Выраженные в тенге	28.228.345	28.256.972
Выраженные в других валютах	2.472.452	2.378.825
	1.687.463.676	1.232.696.595

На 31 декабря 2017 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 1,07% в долларах США и 2,29% в тенге (в 2016 году: 1,16% в долларах США, 4,87% в тенге).

На 31 декабря 2017 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 1,65% в долларах США, 7,51% в тенге и 0,65% в других валютах (в 2016 году: 1,84% в долларах США, 12,13% в тенге и 0,36% в других валютах).

В тысячах тенге	2017	2016
Срок погашения до 1 года	1.638.940.642	1.182.669.493
Срок погашения от 1 до 2 лет	835.902	178.088
Срок погашения свыше 2 лет	47.687.132	49.849.014
	1.687.463.676	1.232.696.595

На 31 декабря 2017 года банковские депозиты включают денежные средства, заложенные в качестве обеспечения, в размере 62.072.850 тысяч тенге (в 2016 году: 108.695.345 тысяч тенге), которые в основном состоят из 14.903.887 тысяч тенге (2016 год: 63.718.200 тысяч тенге), находящихся в залоге у АО ДБ «Сбербанк России» до исполнения обязательств (1 марта 2018 года) ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) по займам, полученным от данного банка на строительство комплекса глубокой переработки нефти на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе и 32.100.440 тысяч тенге (2016 год: 33.276.000 тысяч тенге), размещенных на счетах, ограниченных в использовании, в качестве ликвидационного фонда согласно требованиям контрактов на недропользование.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

В тысячах тенге	Основная деятельность	Место осуществления деятельности	31 декабря 2017 года		31 декабря 2016 года	
			Текущая стоимость	Доля владения	Текущая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:						
КМГ Кашаган Б.В.	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	1.743.495.073	50,00%	1.759.152.117	50,00%
ТОО «Тенгизшевройл»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	1.353.084.254	20,00%	1.154.183.137	20,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	Разработка и добыча углеводородов	Казахстан	135.780.525	50,00%	191.813.452	50,00%
Ural Group Limited BVI	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	78.031.456	50,00%	72.898.443	50,00%
ТОО «КазГерМунай»	Разведка и добыча углеводородов	Казахстан	47.537.370	50,00%	71.109.842	50,00%
Valseira Holding BV	Переработка сырой нефти	Казахстан	36.736.906	50,00%	27.044.986	50,00%
ТОО «КазРосГаз»	Переработка и продажа природного газа и продуктов переработки	Казахстан	33.760.512	50,00%	79.658.348	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	Добыча и реализация сырой нефти	Казахстан	22.715.643	50,00%	39.503.663	50,00%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	Строительство и эксплуатация газопровода	Казахстан	17.700.751	50,00%	–	50,00%
ТОО «ТенизСервис»	Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктурных объектов, поддержки морских нефтяных операций	Казахстан	6.134.421	48,996%	6.195.807	48,996%
Прочие			22.648.911		21.839.079	
Ассоциированные компании						
«ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ»)	Разведка, добыча и переработка углеводородов	Казахстан	115.920.426	33,00%	144.252.432	33,00%
Каспийский Трубопроводный Консорциум («КТК»)	Транспортировка жидких углеводородов					
Казахстан/Россия	195.094.592	20,75%	137.035.180	20,75%		
Прочие			1.710.501		1.590.324	
			3.810.351.341		3.706.276.810	

Все вышеперечисленные совместные предприятия и ассоциированные компании являются стратегическими для бизнеса Группы.

На 31 декабря 2017 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 175.622.640 тысяч тенге (в 2016 году: 357.813.869 тысяч тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2017 года, доля Группы в изменениях в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 182.191.229 тысяч тенге (в 2015 году: 174.756.859 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В таблице ниже представлено движение в инвестициях за 2017 и 2016 годы:

В тысячах тенге	2017	2016
Сальдо на 1 января	3.706.276.810	3.422.939.745
Доля в прибыли, нетто (Примечание 30)	414.565.236	270.190.990
Дополнительные вклады в капитал без изменения доли владения	–	165.401.066
Возврат вкладов в капитал без изменения доли владения	(1.714.856)	(1.925.543)
Дивиденды полученные	(271.782.500)	(118.607.550)
Изменение в дивидендах к получению	(39.889.075)	10.160.358
Корректировка нерезализованной прибыли*	(20.722.048)	–
Приобретение совместных предприятий	2.625	87
Обесценение инвестиций	14.845.359	(5.503.379)
Прочие изменения в капитале совместного предприятия	10.629.606	8.475.525
Перевод в активы, классифицированные как предназначенные для продажи	(66.899)	–
Пересчёт валюты отчётности	(1.792.917)	(44.854.489)
Сальдо на 31 декабря	3.810.351.341	3.706.276.810

* Корректировка нерезализованной прибыли представляет собой элиминацию нерезализованной прибыли, возникающей при реализации товаров Группой совместно предприятию, признаваемую при использовании метода долевого участия.

В 2016 году вклады в уставный капитал без изменения доли владения в основном относятся к погашению денежных требований по проекту Кашаган (159.758.211 тысяч тенге или 469.556 тысяч долларов США).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В тысячах тенге	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тенгиз-шевройл»	Мангистау Инвестментс Б.В.	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГер-Мунай»	Valsera Holding BV
Долгосрочные активы	4.181.690.783	8.719.901.854	393.188.438	219.833.754	131.809.168	417.762.488
Краткосрочные активы, включая	172.993.385	1.527.676.810	66.799.332	57.066	46.380.639	55.449.428
Денежные средства и их эквиваленты	49.409.827	748.523.476	3.090.429	46.894	37.913.868	17.662.733
Долгосрочные обязательства, включая	(563.262.794)	(2.507.495.652)	(66.129.352)	(63.640.210)	(28.691.378)	(210.750)
Долгосрочные финансовые обязательства	–	(1.329.320.000)	–	(54.732.538)	–	–
Краткосрочные обязательства, включая	(304.431.229)	(974.661.744)	(122.297.369)	(187.698)	(54.423.690)	(399.527.354)
Краткосрочные финансовые обязательства	(272.147.696)	(31.718.905)	–	–	–	(327.331.592)
Капитал	3.486.990.145	6.765.421.268	271.561.049	156.062.912	95.074.739	73.473.812
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%
Текущая стоимость инвестиций по состоянию на 31 декабря 2017 года	1.743.495.073	1.353.084.254	135.780.525	78.031.456	47.537.370	36.736.906
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	183.119.424	4.357.947.405	635.902.730	7.806	184.616.262	60.807.978
Износ и амортизация	(90.257.871)	(560.816.868)	(62.190.091)	(19.797)	(34.072.143)	(5.026.754)
Процентные доходы	1.024.605	22.006.884	125.989	16.556	1.306.260	411.019
Процентные расходы	(36.556.637)	(127.134.154)	(5.787.751)	(1.890.789)	(1.014.422)	(65.961)
Расходы по подоходному налогу	(3.749.814)	(621.385.125)	(34.036.342)	(690.912)	(53.071.478)	(4.373.083)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	(20.416.709)	1.449.898.428	99.210.060	(3.754.422)	35.426.899	19.501.556
Прочий совокупный доход	(10.897.380)	7.517.157	(228.950)	(218.852)	(664.344)	(117.716)
Общий совокупный доход/(убыток)	(31.314.089)	1.457.415.585	98.981.110	(3.973.274)	34.762.555	19.383.840
Дивиденды полученные	–	79.694.300	105.523.482	–	40.445.243	2.377.123

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2017 год:

В тысячах тенге	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «Казахойл-Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «Тенизсервис»	ТОО «Азиатский газопровод»
Долгосрочные активы	27.017.765	49.853.017	442.256.509	514.174.591	1.572.551.905
Краткосрочные активы, включая	150.968.308	19.768.150	139.271.512	72.382.243	519.332.547
Денежные средства и их эквиваленты	30.876.542	6.003.873	71.938.622	4.636.467	9.069.756
Долгосрочные обязательства, включая	–	(7.430.578)	(464.526.731)	(419.764.043)	(2.058.444.374)
Долгосрочные финансовые обязательства	–	–	(457.760.112)	(12.536.470)	(2.015.735.146)
Краткосрочные обязательства, включая	(69.020.954)	(16.759.302)	(110.972.112)	(154.272.542)	(331.505.536)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	(6.847.436)	(91.094.674)	(7.290.228)	(297.653.555)
Капитал	108.965.119	45.431.287	6.029.178	12.520.249	(298.065.458)
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	–	–	149.032.729
Консолидационные корректировки	(20.722.048)	–	14.686.162	–	–
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2017 года	33.760.512	22.715.643	17.700.751	6.134.421	–
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	243.526.652	56.046.725	79.096.648	3.466.618	587.428.795
Износ и амортизация	(638.139)	(17.062.183)	(13.235.308)	(378.038)	(64.332.618)
Процентные доходы	2.488.969	212.438	20.952	38.606	3.757.049
Процентные расходы	(13.361.780)	(2.472.632)	(24.649.158)	(116.278)	(86.077.312)
Расходы по подоходному налогу	(11.906.811)	2.415.969	–	(645.283)	(89.287.214)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	17.244.090	(33.576.039)	38.484.528	3.374.702	269.647.198
Прочий совокупный доход	(1.939.339)	–	–	–	–
Общий совокупный доход/(убыток)	15.304.751	(33.576.039)	38.484.528	3.374.702	269.647.198
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	19.910.964	–	134.823.599
Дивиденды полученные	18.647.418	–	–	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2016 год:

В тысячах тенге	КМГ Кашаган Б.В.	ТОО «Тен- гиз-шевройл»	Мангистау Ин- вестментс Б.В.	Ural Group Limited BVI	ТОО «КазГеп-Мунай»	Valseira Holding BV
Долгосрочные активы	4.272.763.806	6.865.450.041	395.489.866	215.892.000	152.790.499	236.339.155
Краткосрочные активы, включая	174.986.584	2.424.218.478	95.375.850	310.850	50.846.056	91.231.530
Денежные средства и их эквиваленты	86.451.093	1.795.549.215	3.870.651	297.396	39.694.839	76.650.503
Долгосрочные обязательства, включая	(601.418.805)	(2.456.711.253)	(65.632.702)	(68.663.338)	(27.510.090)	(227.305.975)
Долгосрочные финансовые обязательства	(250.522.762)	(1.333.160.000)	-	(57.970.000)	-	-
Краткосрочные обязательства, включая	(328.027.351)	(1.062.041.583)	(41.606.110)	(1.742.626)	(33.906.781)	(46.174.738)
Краткосрочные финансовые обязательства	(271.597.355)	(34.823.472)	-	-	-	-
Капитал	3.518.304.234	5.770.915.683	383.626.904	145.796.886	142.219.684	54.089.972
Доля владения	50%	20%	50%	50%	50%	50%
Текущая стоимость инвести- ции по состоянию на 31 дека- бря 2016 года	1.759.152.117	1.154.183.137	191.813.452	72.898.443	71.109.842	27.044.986
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	16.419.924	3.568.833.894	532.016.705	39.899	157.268.631	52.340.852
Износ и амортизация	(10.493.810)	(453.762.627)	(55.342.813)	(29.672)	(36.325.000)	(4.465.956)
Процентные доходы	903.219	9.238.666	52.201	17.221	946.000	328.489
Процентные расходы	(40.494.823)	(172.523.889)	(4.942.864)	(1.652.398)	(1.231.000)	(46.426)
Расходы по подоходному налогу	58.587.222	(316.950.160)	(20.804.933)	(187.093)	(19.873.000)	(7.230.337)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	15.451.774	739.551.980	59.532.404	(3.155.114)	10.259.065	20.828.376
Прочий совокупный доход	(66.056.550)	(109.061.451)	(294.736)	(2.751.222)	(2.644.700)	40.452
Общий совокупный доход/ (убыток)	(50.604.776)	630.490.529	59.237.668	(5.906.336)	7.614.365	20.868.828
Дивиденды полученные	-	-	44.347.360	-	27.514.925	-

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных совместных предприятиях, основанная на финансовой отчетности данных предприятий за 2016 год:

В тысячах тенге	ТОО «КазРосГаз»	ТОО «Каз-хойл-Актобе»	ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	ТОО «Тенизсервис»	ТОО «Азиатский газопровод»
Долгосрочные активы	9.641.413	85.936.432	449.074.109	257.098.119	1.691.909.542
Краткосрочные активы, включая	244.478.957	28.462.628	115.813.128	31.907.475	529.037.901
Денежные средства и их эквиваленты	62.379.300	10.749.817	56.148.742	6.423.515	64.862.965
Долгосрочные обязательства, включая	(454.608)	(7.586.856)	(474.773.724)	(242.533.551)	(2.466.567.228)
Долгосрочные финансовые обязательства	–	–	(467.117.974)	11.655.148	(2.433.422.400)
Краткосрочные обязательства, включая	(94.349.066)	(27.804.878)	(129.935.447)	(33.826.507)	(322.092.871)
Краткосрочные финансовые обязательства	–	–	(11.384.051)	4.558.879	(281.792.538)
Капитал	159.316.696	79.007.326	(39.821.934)	12.645.536	(567.712.656)
Доля владения	50%	50%	50%	48.996%	50%
Накопленная непризнанная доля в убытках	–	–	19.910.968	–	283.856.328
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2016 года	79.658.348	39.503.663	–	6.195.807	–
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	231.655.238	54.593.234	33.827.305	3.304.883	551.219.060
Износ и амортизация	(717.333)	(16.043.932)	(9.378.998)	(385.920)	(59.269.618)
Процентные доходы	6.256.417	524.548	24	17.777	3.949.093
Процентные расходы	(100.133)	(1.006.373)	(11.103.332)	(2.806)	(85.771.582)
Расходы по подоходному налогу	(14.443.039)	(12.179.837)	–	(479.326)	(80.881.044)
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	37.294.835	(23.070.957)	14.989.344	2.756.175	304.750.874
Прочий совокупный доход	(285.886)	–	–	–	–
Общий совокупный доход/(убыток)	37.008.949	(23.070.957)	14.989.344	2.756.175	304.750.874
Изменения в непризнанной доле в убытках	–	–	10.947.110	–	152.375.437
Дивиденды полученные	36.252.976	6.734.600	–	–	–

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2017 год:

В тысячах тенге	2017	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	356.151.959	2.042.156.419
Краткосрочные активы	84.903.668	95.627.293
Долгосрочные обязательства	(59.122.504)	(756.148.455)
Краткосрочные обязательства	(30.659.104)	(595.179.435)
Капитал	351.274.019	786.455.822
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	31.905.009
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	115.920.426	195.094.592
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	137.911.562	647.477.562
Прибыль за год	21.920.516	263.450.520
Прочий совокупный (убыток)/доход	(991.827)	16.353.875
Общий совокупный доход	20.928.689	279.804.395
Дивиденды полученные	20.453.367	–

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о существенных ассоциированных компаниях, основанная на их финансовых отчетностях за 2016 год:

В тысячах тенге	2016	
	ПКИ	КТК
Долгосрочные активы	459.502.915	2.099.989.380
Краткосрочные активы	97.178.710	86.254.119
Долгосрочные обязательства	(99.253.349)	(1.139.220.549)
Краткосрочные обязательства	(20.299.694)	(540.815.685)
Капитал	437.128.582	506.207.265
Доля владения	33%	20,75%
Гудвилл	–	31.997.172
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	144.252.432	137.035.180
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	128.809.187	546.965.806
(Убытки)/прибыль за год	(47.908.279)	390.880.208
Прочий совокупный (убыток)/доход	(10.771.298)	79.529.104
Общий совокупный (убыток)/доход	(58.679.577)	470.409.312
Изменения в непризнанной доли в убытках	–	6.198.893

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Ниже представлена обобщённая финансовая информация об индивидуально несущественных совместных предприятиях (доля Группы):

В тысячах тенге	2017	2016
Долгосрочные активы	125.404.236	137.412.947
Краткосрочные активы	37.468.195	32.551.366
Долгосрочные обязательства	(127.415.389)	(146.407.855)
Краткосрочные обязательства	(35.006.253)	(51.571.034)
Гудвилл	172.214	172.214
Резерв на обесценение	(3.635.227)	(3.635.227)
Накопленная непризнанная доля в убытках	(25.661.135)	(53.316.668)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	22.648.911	21.839.079
Доход за год от продолжающейся деятельности	18.233.038	12.463.584
Прочий совокупный доход/(убыток)	497.482	(120.785)
Общий совокупный доход	18.730.520	12.342.799
Непризнанная доля в прибылях	13.600.372	5.906.724

Ниже представлена финансовая информация об индивидуально несущественных ассоциированных компаниях (доля Группы):

В тысячах тенге	2017	2016
Долгосрочные активы	8.518.491	6.880.547
Краткосрочные активы	1.663.030	2.707.872
Долгосрочные обязательства	(5.599.325)	(4.848.556)
Краткосрочные обязательства	(3.800.471)	(3.720.029)
Резерв на обесценение	–	(159.415)
Накопленная непризнанная доля в убытках	(928.776)	(729.905)
Текущая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря	1.710.501	1.590.324
(Убытки)/прибыль за год от продолжающейся деятельности	51.773	(514.758)
Общий совокупный доход/(убыток)	51.773	(514.758)
Непризнанная доля в убытках	(198.871)	(671.305)

13. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	2017	2016
Материалы и запасы	58.212.821	61.605.528
Нефтепродукты	30.129.849	14.504.132
Продукты переработки газа	15.689.458	20.579.927
Сырая нефть	12.237.322	8.525.374
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	(7.372.095)	(6.438.061)
108.897.355	98.776.900	

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	2017	2016
Предоплата и расходы будущих периодов	85.533.159	89.388.255
Налоги к возмещению	23.492.489	34.330.632
Дивиденды к получению	29.009.976	3.242.634
Денежные средства, ограниченные в использовании	13.056.590	1.380.977
Прочие текущие активы	34.738.931	27.208.178
Минус: резерв по сомнительным долгам	(17.914.896)	(6.471.068)
Итого прочих текущих активов	167.916.249	149.079.608
Торговая дебиторская задолженность	317.477.806	290.199.726
Минус: резерв по сомнительным долгам	(11.153.175)	(10.388.095)
Торговая дебиторская задолженность	306.324.631	279.811.631

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов по данным активам проценты не начислялись.

В 2017 году определением Специализированного межрайонного экономического суда г. Астана были утверждены соглашения об урегулировании споров в порядке медиации по гражданским делам по исковому заявлению Компании, АО «КазМунайГаз – Переработка и Маркетинг» и АО «Delta Bank» о взыскании банковских вкладов и пени, согласно которым АО «Delta Bank» должен произвести выплату в течение шести месяцев. В связи с неопределенностью относительно выплат от АО «Delta Bank», Группа начислила 100% резерв на обесценение депозитов на сумму 36.161 тысяча долларов США (эквивалентно 11.637.410 тысячам тенге) (Примечание 29). В связи с отзывом Национальным банком РК лицензии Delta Bank, Группа реклассифицировала депозит в денежные средства, ограниченные в использовании.

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 31 декабря 2015 года	13.602.754
Начисления за год	9.141.218
Восстановлено	(3.565.932)
Списано	(1.794.727)
Прекращенная деятельность	(419.627)
Пересчет валюты отчетности	(104.523)
На 31 декабря 2016 года	16.859.163
Начисления за год	7.812.444
Восстановлено	(6.519.114)
Списано	(977.097)
Переводы и реклассификации	11.855.869
Пересчет валюты отчетности	36.806
На 31 декабря 2017 года	29.068.071

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

В тысячах тенге	Итого	Не просроченная, не обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
			<30 дней	30 – 60 дней	61 – 90 дней	91 – 120 дней	>120 дней
2017	306.324.631	231.716.027	6.164.625	36.318.632	15.059.406	1.533.783	15.532.158
2016	279.811.631	261.776.745	3.577.040	7.558.909	4.342.068	906.982	1.649.887

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ЗАЙМЫ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СВЯЗАННЫХ СТОРОН

В тысячах тенге	2017	2016
Займы связанным сторонам	785.593.140	640.650.266
Вексель к получению от участника совместного предприятия	38.014.555	34.312.858
Облигации к получению от Самрук-Казына	18.342.494	42.123.003
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	–	(15.418.397)
	841.950.189	701.667.730

В тысячах тенге	2017	2016
Займы связанным сторонам в тенге	471.798.857	403.380.730
Займы связанным сторонам в долларах США	311.340.691	220.434.656
Вексель к получению от участника совместного предприятия в долларах США	38.014.555	34.312.858
Облигации к получению от Самрук-Казына в тенге	18.342.494	42.123.003
Займы связанным сторонам в других валютах	2.453.592	1.416.483
	841.950.189	701.667.730

В тысячах тенге	2017	2016
Текущая часть	169.501.500	135.673.233
Долгосрочная часть	672.448.689	565.994.497
	841.950.189	701.667.730

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

В связи с приобретением оставшейся 49% доли участия, в результате которого KS EP становится дочерней компанией КМГ РД, заем, выданный KS EP, включая резерв на обесценение, был элиминирован.

Вексель к получению от участника совместного предприятия

В 2007 году Группа приобрела 50%-ую долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited», холдинговой компании, принадлежащей «CITIC Group», зарегистрированной на фондовой бирже Гонконга.

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время РД КМГ приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 508,8 миллионов долларов США (169.101 миллионов тенге) на 31 декабря 2017 года (в 2016 году: 512,3 миллионов долларов США или 170.760 миллиона тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли РД КМГ в первоначальной цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. РД КМГ не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Группа признает в своем консолидированном отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты 26.9 миллионов долларов США с годовой эффективной процентной ставкой 15% на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности на 31 декабря 2017 года составила 114 миллиона долларов США (38.014.555 тысяч тенге) (в 2016 году: 103 миллиона долларов США или 34.312.858 тысяч тенге) за вычетом неамортизированных затрат по сделкам.

Кроме того, РД КМГ имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В октябре 2017 года Группа отметила признаки обесценения по банковским вкладам и денежным средствам на текущих счетах в АО «Bank RBK» в размере 27.889.370 тысяч тенге в связи с пред-дефолтным состоянием банка. В соответствии с анализом возмещаемости банковских вкладов, Группа признала убыток от обесценения депозитов в сумме 6.972.343 тысячи тенге (Примечание 29). В результате балансовая стоимость банковских вкладов и денежных средств на текущих счетах составила 20.917.027 тысяч тенге.

В ноябре 2017 года Национальный Банк РК совместно с Правительством Республики Казахстан и ТОО «Корпорация Казахмыс» («ККС»), третья сторона, подписали рамочное соглашение по улучшению финансового положения АО «Bank RBK». В соответствии с постановлением Правительства от 7 ноября 2017 года, 29 декабря 2017 года банковские вклады и денежные средства Группы на текущих счетах в АО «Bank RBK» с балансовой стоимостью 27.889.370 тысяч тенге, были конвертированы в 15-летние купонные облигации номинальной стоимостью 1 тенге за каждую с процентной ставкой 0,01% годовых. Согласно рамочному соглашению, ККС гарантирует выплату 7.666.949 тысячи тенге через пять лет. Соответственно, купонные облигации были первоначально признаны по справедливой стоимости 4.161.312 тысяч тенге. Справедливая стоимость определялась посредством дисконтирования будущих денежных потоков по облигациям, с использованием ставки дисконта в 13,0% и сроком погашения пять лет. Разница между балансовой стоимостью банковских вкладов и денежных средств и справедливой стоимостью купонных облигаций в сумме 16.755.715 тысяч тенге была признана Группой как Операции с акционером в консолидированном отчете об изменениях в капитале (Примечание 18).

17. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	2017	2016
Срочные вклады в банках – доллары США	790.300.142	435.939.051
Срочные вклады в банках – тенге	115.103.490	180.075.718
Текущие счета в банках – доллары США	250.473.444	245.711.146
Текущие счета в банках – тенге	30.272.279	13.214.622
Текущие счета в банках – другие валюты	2.139.505	1.893.667
Срочные вклады в банках – другие валюты	43.535	37.995
Кассовая наличность	1.823.964	1.566.151
	1.190.156.359	878.438.350
Денежные средства и их эквиваленты, относящиеся к прекращенной деятельности	76.448.456	27.014.161
	1.266.604.815	905.452.511

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 2017 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 1,04% в долларах США и 7,85% в тенге (в 2016 году: 0,61% в долларах США и 8,15% в тенге).

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов денежные средства не заложены в качестве обеспечения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и оплаченных включает:

	На 31 декабря 2015 года	Выпущено в 2016 году	На 31 декабря 2016 года	Выпущено в 2017 году	На 31 декабря 2017 года
Количество выпущенных акций	584.207.465	5.272	584.212.737	5.187.152	589.399.889
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	137.900	–	137.900	–	137.900
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	59.707.029	–	59.707.029	–	59.707.029
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	65.911.763	5.272	65.917.035	5.187.152	71.104.187
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	1	–	1	–	1
Номинальной стоимостью 1000 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)	696.363.445	13.180	696.376.625	12.967.880	709.344.505
Номинальной стоимостью 27.726,63 тенге	3.823.502	–	3.823.502	–	3.823.502
Номинальной стоимостью 5.000 тенге	298.535.145	–	298.535.145	–	298.535.145
Номинальной стоимостью 2.500 тенге	164.779.408	13.180	164.792.588	12.967.880	177.760.468
Номинальной стоимостью 2.451 тенге	2	–	2	–	2
Номинальной стоимостью 1000 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	229.225.382	–	229.225.382	–	229.225.382

В 2017 году Компания выпустила 5.187.152 простых акций. В оплату данных простых акций Компания получила газопроводы высокого, среднего и низкого давления и сопутствующие сооружения на общую сумму 12.967.879 тысяч тенге, которые ранее были признаны как дополнительный оплаченный капитал, и денежные средства в размере 1 тысячи тенге.

В 2016 году Компанией были выпущены 5.272 простых акций. В оплату данных акций Компания получила здания в городе Кызылорда на сумму 13.180 тысяч тенге и денежные средства в размере 1 тысячи тенге.

На 31 декабря 2017 года 260.159.707 простых акции были объявлены, но не выпущены (в 2016 году: 265.346.859 простых акций).

Дополнительный оплаченный капитал

В 2017 году Группа увеличила дополнительно оплаченный капитал на сумму 13.188.885 тысяч тенге, представляющую собой справедливую стоимость газопроводов, переданных Правительством в доверительное управление, которое является краткосрочным механизмом до даты передачи юридического права по трубопроводу Группе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Операции с Самрук-Казына

В 2017 году Самрук-Казына внес изменения в проспект второго выпуска облигаций, согласно которому купон по облигациям снижен с 4,00% до 0,50%. Соответственно, Компания признала модификацию задолженности, эффект от которой в размере 24.019.820 тысяч тенге был отнесен на капитал, по новым рыночным ставкам.

В 2017 году Компания предоставила Самрук-Казына дополнительный беспроцентный заём, при этом дисконт в размере 5.716.173 тысяч тенге (в 2016 году: 50.871.857 тысяч тенге), рассчитанный как разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью, Компания признала, как операции с Самрук-Казына.

Распределения Самрук-Казына

В 2017 году распределения Самрук-Казына включали: начисление резерва на строительство Дворца единоборств в г.Астана в сумме 5.544.234 тысячи тенге (2016: 14.275.013 тысяч тенге), результат хозяйственной деятельности ТОО «PSA» (дочерняя компания Группы) в сумме 5.792.675 тысяч тенге (2016 год: 5.852.146 тысяч тенге) и корректировку справедливой стоимости газопроводов, переданных в оплату выпущенных акций в сумме 514 тысяч тенге.

В 2017 году в связи с передачей Корпоративному Фонду «ТВЦ Казахстан» обязательств по реконструкции Выставочного центра в городе Москва, Компания сторнировала ранее начисленный резерв в сумме 4.458.832 тысячи тенге.

На 31 декабря 2017 года Группа признала дисконт по облигациям, выпущенным ТОО «Специализированная финансовая компания ДСФК» в составе нераспределенной прибыли в сумме 16.755.715 тысяч тенге

(Примечание 16).

Дивиденды

В 2017 году Компания, в соответствии с решением Самрук-Казына и Национального банка РК, начислила и выплатила дивиденды за 2016 год в размере 11,32 тенге за акцию на общую сумму 6.672.007 тысяч тенге и дивиденды за 2013 год в размере 66,52 тенге за акцию на общую сумму 39.206.880 тысяч тенге.

В 2017 году Группа начислила дивиденды держателям неконтрольной доли участия в РД КМГ и КТО (дочерние организации) в размере 13.269.562 тысячи тенге. На 31 декабря 2017 года дивиденды к уплате держателям неконтрольной доли участия составили 1.850.141 тысяча тенге (на 31 декабря 2016 года: 1.862.166 тысяч тенге).

Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением КФБ от 4 октября 2010 года финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

В тысячах тенге	2017	2016
Итого активы	13.388.753.337	11.883.077.270
Минус: нематериальные активы	115.431.414	116.488.612
Минус: итого обязательства	6.766.353.343	5.604.806.355
Чистые активы для простых акций	6.506.968.580	6.161.782.303
Количество простых акций	589.399.889	584.212.737
Балансовая стоимость на акцию, тенге	11.040	10.547

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Прибыль на акцию

В тысячах тенге	2017	2016
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию	588.967.626	584.210.540
Основная и разводненная доля чистой прибыли за период	0,882	0,617
Основная и разводненная доля чистой прибыли от продолжающейся деятельности за период	(0,458)	(0,001)

Неконтрольная доля участия

Ниже представлена информация о дочерних компаниях, в которых Группа имеет существенные неконтрольные доли участия.

	Страна регистрации и осуществления деятельности	2017		2016	
		Доля	Текущая стоимость	Доля	Текущая стоимость
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Казахстан	36,99%	779.932.098	36,98%	715.007.274
Rompetrol Downstream S.R.L.	Румыния	45,37%	46.577.301	45,37%	41.753.314
АО «КазТрансОйл»	Казахстан	10,00%	42.861.526	10,00%	42.221.868
Rompetrol Petrochemicals S.R.L.	Румыния	45,37%	8.698.505	45,37%	11.002.892
Rompetrol Rafinare S.A.	Румыния	45,37%	705.953	45,37%	1.775.348
Rompetrol Vega	Румыния	45,37%	(19.743.196)	45,37%	(20.763.577)
Прочие			10.985.714		10.562.978
			870.017.901		801.560.097

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

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 тысячах тенге	АО «Развед- ка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetrol Rafinare S.A.	Rompetrol Downstream S.R.L.	Rompetrol Vega	Rompetrol Petrochemicals S.R.L.
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	771.619.013	450.725.408	219.853.770	119.373.059	21.456.147	3.417.387
Краткосрочные активы	1.562.165.394	99.864.145	213.572.571	121.460.853	9.847.562	25.180.684
Долгосрочные обязательства	(53.790.289)	(60.818.542)	(50.695.215)	(13.368.325)	(24.447.296)	(2.679.868)
Краткосрочные обязательства	(171.271.707)	(65.826.269)	(381.175.202)	(124.808.982)	(50.370.467)	(6.746.676)
Итого капитал	2.108.722.411	423.944.742	1.555.924	102.656.605	(43.514.054)	19.171.527
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.328.790.313	381.083.216	849.971	56.079.304	(23.770.857)	10.473.022
Неконтрольную долю участия	779.932.098	42.861.526	705.953	46.577.301	(19.743.197)	8.698.505
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	954.505.779	222.449.953	868.442.783	402.786.476	56.963.700	65.575.792
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	195.361.299	65.889.883	(1.696.400)	10.744.848	2.060.006	(4.905.225)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	194.983.214	66.003.468	(2.356.951)	10.632.091	2.248.922	(5.078.872)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	122.875.728	59.403.121	(1.287.556)	5.808.104	1.228.541	(2.774.485)
Неконтрольную долю участия	72.107.486	6.600.347	(1.069.395)	4.823.987	1.020.381	(2.304.387)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(7.308.873)	(5.960.689)	–	–	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	234.062.986	98.945.565	35.473.676	20.967.248	1.223.370	(1.227)
Инвестиционная деятельность	44.736.436	(67.271.259)	(36.389.078)	(2.622.275)	(1.216.751)	2
Финансовая деятельность	(18.905.604)	(59.617.355)	(660.692)	(17.790.242)	7.389	(268)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	259.551.871	(28.423.901)	(1.576.094)	554.731	14.008	(1.493)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

18. КАПИТАЛ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Неконтрольная доля участия (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация о дочерних организациях на индивидуальной основе на 31 декабря 2016 года и за год, закончившийся на указанную дату, в которых у Группы имеются существенные неконтрольные доли участия:

В тысячах тенге	АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	АО «КазТрансОйл»	Rompetroil Rafinare S.A.	Rompetroil Downstream S.R.L.	Rompetroil Vega	Rompetroil Petrochemicals S.R.L.
Обобщенный отчет о финансовом положении						
Долгосрочные активы	738.093.000	426.739.640	267.716.078	119.113.167	21.101.988	4.300.369
Краткосрочные активы	1.372.383.000	112.883.363	137.535.233	80.502.620	7.633.039	22.852.248
Долгосрочные обязательства	(49.282.000)	(57.652.505)	(74.068.991)	(57.160.652)	(22.265.502)	(2.828.719)
Краткосрочные обязательства	(127.682.000)	(61.396.189)	(327.269.445)	(50.430.727)	(52.232.554)	(73.495)
Итого капитал	1.933.512.000	420.574.309	3.912.875	92.024.408	(45.763.029)	24.250.403
Приходится на:						
Акционера материнской компании	1.218.504.726	378.352.441	2.137.527	50.271.094	(24.999.452)	13.247.511
Неконтрольную долю участия	715.007.274	42.221.868	1.775.348	41.753.314	(20.763.577)	11.002.892
Обобщенный отчет о совокупном доходе						
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	727.154.000	207.107.815	726.258.178	247.673.492	49.722.055	–
Прибыль/(убыток) за год от продолжающейся деятельности	131.576.000	67.615.565	(4.862.301)	12.978.277	12.529.909	(2.865.715)
Итого совокупного дохода/(убытка) за год, за вычетом подоходного налога	120.368.000	67.963.961	(5.675.817)	2.344.256	4.486.614	(2.046.509)
Приходится на:						
Акционера материнской компании	76.087.439	61.167.565	(3.100.588)	1.280.620	2.450.950	(1.117.967)
Неконтрольную долю участия	44.280.561	6.796.396	(2.575.229)	1.063.636	2.035.664	(928.542)
Дивиденды, объявленные в пользу неконтрольных долей участия	(51.573)	(5.115.654)	–	–	–	–
Обобщенная информация о денежных потоках						
Операционная деятельность	175.322.000	90.976.610	60.338.009	12.991.805	60.117	(29.683)
Инвестиционная деятельность	(252.679.000)	(20.217.330)	(25.786.852)	(4.953.041)	(61.321)	7
Финансовая деятельность	(2.265.000)	(51.166.084)	(31.812.694)	(7.598.919)	115	(495)
Чистое увеличение/(уменьшение) в составе денежных средств и их эквивалентов	(75.219.000)	18.874.141	2.738.463	439.845	(1.089)	(30.171)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	2017	2016
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	3.137.181.680	2.099.674.818
Средневзвешенные ставки вознаграждения	6.30%	7,93%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	1.026.261.847	972.865.152
Средневзвешенные ставки вознаграждения	5.21%	4,57%
	4.163.443.527	3.072.539.970

В тысячах тенге	2017	2016
Займы, выраженные в долларах США	3.942.714.607	2.846.125.693
Займы, выраженные в тенге	220.728.920	226.414.277
	4.163.443.527	3.072.539.970

В тысячах тенге	2017	2016
Текущая часть	763.955.792	366.438.649
Долгосрочная часть	3.399.487.735	2.706.101.321
	4.163.443.527	3.072.539.970

По состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов, выпущенные долговые ценные бумаги и займы составили:

Облигации	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2017	2016
Облигации ЛФБ 2008	1,6 млрд долларов США	2018 год	9,125%	530.055.240	529.821.083
Облигации ЛФБ 2010	1,5 млрд долларов США	2020 год	7%	454.158.285	453.732.442
Облигации ЛФБ 2010	1,25 млрд долларов США	2021 год	6,375%	374.885.399	375.026.800
Облигации ЛФБ 2013	2 млрд долларов США	2043 год	5,75%	166.367.016	166.991.558
Облигации ЛФБ 2013	1 млрд долларов США	2023 год	4,4%	133.839.108	134.371.387
Облигации ЛФБ 2014	1 млрд долларов США	2044 год	6,00%	9.682.106	9.736.418
Облигации ЛФБ 2014	0,5 млрд долларов США	2025 год	4,875%	40.464.693	40.558.524
Облигации ИФБ 2017	0,750 млрд долларов США	2027 год	4.375%	251.244.525	–
Облигации ЛФБ 2017	0,5 млрд долларов США	2022 год	3.875%	166.818.793	–
Облигации ЛФБ 2017	1 млрд долларов США	2027 год	4.75%	332.127.939	–
Облигации ЛФБ 2017	1,25 млрд долларов США	2047 год	5.75%	412.643.834	–
Облигации КФБ 2009	120 млрд тенге	2019 год	6M Libor+8.5%	73.636.569	110.551.375
Облигации КФБ 2010	100 млрд тенге	2017 год	7%	–	94.483.326
Облигации ЛФБ 2017	600 млн долларов США	2017 год	6,375%	–	42.929.372
Прочие				13.276.427	13.193.743
Итого				2.959.199.934	1.971.396.028

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ЗАЙМЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Займы	Сумма выпуска	Дата погашения	Ставка вознаграждения	2017	2016
АО «Банк развития Казахстана»	1,1 млрд долларов США	2023-2025 год	4,5% + 6M Libor – 7,72%	294.631.602	319.055.961
The Export-Import Bank of China	1 млрд долларов США	2027 год	6M Libor + 4,1%	340.200.397	245.894.740
ОАО «Сбербанк России»	400 млн долларов США	2024 год	12M Libor + 3,5%	134.039.138	134.557.235
АО «Банк развития Казахстана»	140 млрд тенге	2022-2027 годы	7%-10,2%	115.480.135	103.733.280
Займ от партнёров проекта «Жемчужина»	Финансирование доли затрат КМТ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	6M Libor + 1%	87.370.787	84.876.946
Синдикат банков	200 млн долларов США	Возобновляемая кредитная линия	1M Libor + 2%	–	53.541.383
Европейский Банк Реконструкции и Развития	68 млрд тенге	2023 год	3M CPI + 3,15%	65.373.153	46.322.433
Japan Bank for International Cooper	298 млн долларов США	2025 год	6M Libor + 1,10% - 4,64%		
	62.386.497	42.632.934			
Займ от партнёров проект «Сатпаев»	Финансирование доли затрат КМТ в реализации контракта на недропользование	с момента начала коммерческой добычи	12M Libor + 1,5%	51.214.229	28.128.262
АО «Народный Банк Казахстана»	70 млн долларов США	2018 год	5%	23.315.765	23.393.933
АО «Народный Банк Казахстана»	5 млрд тенге	2018 год	13%-15%	3.137.832	5.018.872
Прочие	–	–	–	27.094.058	13.987.963
Итого				1.204.243.593	1.101.143.942

19 апреля 2017 года Компания завершила процесс размещения еврооблигаций в рамках текущей программы выпуска среднесрочных глобальных нот объемом 10,5 миллиардов долларов США, выпущенной Компанией и Kazmunaigaz Finance Sub B.V. (дочерняя компания) общим объемом 2,75 миллиардов долларов США (эквивалентно 854.315.237 тысячам тенге). Еврооблигации были выпущены в трех сериях, в том числе: (i) 500.000 тысяч долларов США, со ставкой купона 3,875% и подлежащие погашению в 2022 году; ii) 1.000.000 тысяч долларов США со ставкой купона 4,75% и подлежащие погашению в 2027 году; и iii) 1.250.000 тысяч долларов США со ставкой купона 5,75% и подлежащие погашению в 2047 году.

В сентябре 2017 года АО «КазТрансГаз» (КТГ) осуществил размещение евробондов на общую сумму 750 миллионов долларов США (эквивалентно 254.760.086 тысяч тенге) со ставкой в 4,375% годовых.

10 мая 2017 год АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), дочерняя компания КТГ осуществил полное погашение еврооблигаций на сумму 131.875 тысяч долларов США (эквивалентно 41.948.009 тысяч тенге), включая начисленное вознаграждение.

В соответствии с кредитным договором КТГ в июле 2017 года получила заём от Citibank NA, VTB Bank и ING Bank в сумме 750.000 тысяч долларов США (эквивалентно 245.670.000 тысяч тенге) и полностью погасила его 29 сентября 2017 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. ЗАЙМЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

В мае 2017 года соответствии с кредитным договором ИЦА получил заём от Европейского Банка Реконструкции и Развития в сумме 25.254.400 тысяч тенге (эквивалентно 80.000 тысяч долларов США).

В 2017 году ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) получил заём от АО «Народный банк Казахстана» в целях рефинансирования займа, полученного от АО «Банк Развития Казахстана» (БРК) в сумме 70.000 тысяч долларов США (эквивалентно 22.929.200 тысяч тенге) и полностью выплатила задолженность, имеющуюся по состоянию на 31 декабря 2016 года.

В 2017 году Группа получила займы от БРК в общей сумме 32.133.178 тысяч тенге и осуществила погашение займов на общую сумму 68.117.408 тысяч тенге, включая вознаграждение. Кроме того, Группа осуществила частичное погашение облигаций, выпущенных БРК, в сумме 44.100.170 тысяч тенге, включая вознаграждение.

Изменения в обязательствах, возникающие в результате финансовой деятельности

В тысячах тенге	2017	2016
Сальдо на 1 января	3.072.539.970	3.228.868.689
Получено денежными средствами	1.486.657.266	282.825.891
Погашение задолженности по аккредитиву	135.393.336	131.700.644
Вознаграждение уплаченное	(206.445.230)	(187.876.330)
Выплата основного долга	(596.156.305)	(470.450.822)
Начисленное вознаграждение	199.568.750	171.351.678
Капитализированное вознаграждение	26.532.343	26.165.707
Дисконт	(15.551.555)	–
Амортизация дисконта	10.927.921	14.933.481
Списание обязательств	–	(62.513.395)
Пересчет валюты отчетности	53.658.844	(50.593.081)
Прочее	(3.681.813)	(11.872.492)
Сальдо на 31 декабря	4.163.443.527	3.072.539.970
Текущая часть	763.955.792	366.438.649
Долгосрочная часть	3.399.487.735	2.706.101.321

В 2016 году Компания приобрела 27% долю участия в проекте «Жамбыл» у компании КС Kazakh B.V. При этом заём, предоставленный КС Kazakh B.V. на финансирование доли Компании в Проекте, был списан. В результате Компания признала доход в сумме 62.513.395 тысяч тенге (Примечание 29).

Ковенанты (показатели)

Согласно документации по выпуску международных облигаций, Группа имеет 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 (ЕБИТДА) с пороговым значением, равным 3,5. По состоянию на 31 декабря 2017 года и 31 декабря 2016 года, Группа соблюдает данное ограничительное условие.

Также, 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 2017 года и 31 декабря 2016 года Группа соблюдает все финансовые и нефинансовые показатели.

Хеджирование чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой

На 31 декабря 2017 года некоторые займы, выраженные в долларах США, были определены как инструменты хеджирования чистых инвестиций в дочерние организации, с иностранной функциональной валютой. В 2017 году доход по курсовой разнице от пересчёта данных займов в сумме 67.150.614 тысяч тенге (2016 год: доход в сумме 37.952.320 тысяч тенге) был реклассифицирован в состав прочего совокупного дохода и были зачтены против убытка от пересчёта зарубежных подразделений.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. ДОГОВОР ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2016 году Группа заключила долгосрочный договор на поставку сырой нефти и сжиженного газа, предусматривающий получение предоплаты. Группа поставит в период с момента заключения договора по март 2021 года минимальный объем нефти и сжиженного газа, приблизительно равные 38 миллионам тонн и 1 миллиону тонн, соответственно.

В рамках данной операции в 2017 году Группа получила предоплату в сумме 488.536 тысяч долларов США (эквивалентно 159.301.819 тысяч тенге по курсу на дату получения) (2016: 2.966.005 тысяч долларов США или 1.012.020.000 тысяч тенге) за вычетом затрат по сделке.

Договор предусматривает определение цены на основе текущих рыночных котировок, а предоплата возмещается путем физической поставки сырой нефти и сжиженного газа.

Группа рассматривает данный договор в качестве контракта, который был заключен с целью поставки нефинансовых статей в соответствии с ожиданиями Группы требованиями продажи.

По состоянию на 31 декабря 2017 года Группа частично погасила предоплату поставкой нефти на общую сумму 750.000 тысяч долларов США.

21. РЕЗЕРВЫ

В тысячах тенге	Обязательства по выбытию активов	Экологические обязательства	Резерв по налогам	Резерв по транспортировке газа	Обязательства по вознаграждениям работникам	Прочие	Итого
Резерв на 31 декабря 2015 года	104.129.250	17.756.301	63.228.322	24.813.178	35.072.962	21.936.762	266.936.775
Пересчет валюты отчетности	(365.138)	–	(9.212)	–	–	(3.740)	(378.090)
Изменение в оценке	(18.428.561)	(3.365.970)	–	–	–	–	(21.794.531)
Увеличение на сумму дисконта	8.158.788	1.251.920	–	–	2.608.255	39.655	12.058.618
Резерв за год	1.044.732	10.187	9.274.588	–	(2.491.391)	15.584.607	23.422.723
Восстановление	(1.167.110)	–	(20.989.376)	(451.720)	–	(930.923)	(23.539.129)
Сторнирование неиспользованных сумм	(48.750)	–	–	–	–	–	(48.750)
Использование резерва	(1.779.270)	(1.273.771)	(3.457.469)	–	(2.811.727)	(13.569.279)	(22.891.516)
Резерв на 31 декабря 2016 года	91.543.941	14.378.667	48.046.853	24.361.458	32.378.099	23.057.082	233.766.100
Пересчет валюты отчетности	11.125	–	15.139	–	–	(11.503)	14.761
Изменение в оценке	(1.248.282)	(458.178)	–	(70.170)	–	62.521	(1.714.109)
Увеличение на сумму дисконта	8.332.664	1.608.777	–	–	3.039.887	68.786	13.050.114
Резерв за год	3.488.113	8.688.672	7.305.466	–	3.452.764	10.149.672	33.084.687
Восстановление	(678.001)	–	(16.528.169)	–	–	(4.840.286)	(22.046.456)
Использование резерва	(903.225)	(1.163.683)	(11.161.919)	–	(3.090.513)	(10.294.174)	(26.613.514)
Переводы и реклассификации	–	(33.258)	–	–	–	(57.882)	(91.140)
Резерв на 31 декабря 2017 года	100.546.335	23.020.997	27.677.370	24.291.288	35.780.237	18.134.216	229.450.443

На 31 декабря 2017 года прочие резервы включали резерв на строительство Дворца единоборств в г. Астана 11.155.740 тысяч тенге (в 2016 году: 11.303.508 тысяч тенге).

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.

На 31 декабря 2017 года обязательства по выбытию активов включают резервы КТО и ИЦА по обязательству по ликвидации трубопроводов и рекультивации земель в сумме 65.139.689 тысяч тенге (2016 год: 59.539.785 тысяч тенге) (Примечание 4).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

21. РЕЗЕРВЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В тысячах тенге	Обязательства по вы-бытию активов	Экологическое обязательство	Резерв по налогам	Резерв по транспор-ти-ровке газа	Обязательство по возна-граждению работ-никам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2017 года							
Текущая часть	1.543.004	5.921.263	27.677.370	24.291.288	2.688.942	16.690.332	78.812.199
Долгосрочная часть	99.003.331	17.099.734	–	–	33.091.295	1.443.884	150.638.244
Резерв на 31 декабря 2017 года	100.546.335	23.020.997	27.677.370	24.291.288	35.780.237	18.134.216	229.450.443
На 31 декабря 2016 года							
Текущая часть	819.946	487.031	48.046.853	24.361.458	2.380.419	18.298.570	94.394.277
Долгосрочная часть	90.723.995	13.891.636	–	–	29.997.680	4.758.512	139.371.823
Резерв на 31 декабря 2016 года	91.543.941	14.378.667	48.046.853	24.361.458	32.378.099	23.057.082	233.766.100

Описание существенных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечании 4.

22. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	2017	2016
Авансы полученные	48.632.581	30.463.723
Задолженность перед сотрудниками	54.428.090	46.867.358
Задолженность по дивидендам	1.851.512	1.862.166
Прочие	39.493.188	39.849.002
Итого прочих текущих обязательств	144.405.371	119.042.249
Торговая кредиторская задолженность	325.120.176	260.137.009

Торговая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах на 31 декабря:

В тысячах тенге	2017	2016
В тенге	218.724.670	210.992.037
В долларах США	100.999.516	36.935.083
В евро	672.143	219.061
В иной валюте	4.723.847	11.990.828
Итого	325.120.176	260.137.009

На 31 декабря 2017 и 2016 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

23. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В тысячах тенге	2017	2016
Рентный налог на экспорт сырой нефти	27.365.236	5.189.479
Налог на добычу полезных ископаемых	26.160.637	4.488.819
Индивидуальный подоходный налог	6.580.681	5.936.494
Налог у источника выплаты с доходов нерезидентов	4.545.294	4.418.027
НДС	3.974.550	4.375.978
Акцизный налог	174.445	107.067
Прочие	10.367.348	9.498.593
	79.168.191	34.014.457

24. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	2017	2016
Реализация сырой нефти, газа и продуктов переработки газа	1.568.121.307	1.040.462.377
Оплата за транспортировку	332.325.696	322.341.649
Реализация нефтепродуктов	307.968.038	293.076.283
Переработка нефти и нефтепродуктов	129.066.720	99.137.367
Банк качества сырой нефти	(21.523.472)	(19.864.051)
Прочий доход	142.876.801	122.281.731
	2.458.835.090	1.857.435.356

25. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	2017	2016
Сырая нефть, газ и продукты переработки газа	1.316.053.757	684.684.553
Расходы по заработной плате	293.258.611	281.672.842
Износ, истощение и амортизация	161.529.007	167.171.547
Материалы и запасы	132.338.829	102.086.971
Транспортные расходы	107.145.222	47.654.973
Налог на добычу полезных ископаемых	93.568.542	40.676.527
Прочие налоги	58.901.234	53.593.187
Электроэнергия	39.834.721	37.924.337
Ремонт и содержание	38.342.873	32.546.598
Прочие	138.930.075	113.734.484
	2.379.902.871	1.561.746.019

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

29. ФИНАНСОВЫЙ ДОХОД / ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

Финансовый доход

В тысячах тенге	2017	2016
Процентный доход по вкладам в банках, займам и облигациям	79.062.673	75.638.208
Амортизация дисконта по займам от связанных сторон	39.159.971	21.378.184
Списание обязательств	–	62.513.395
Прочие	3.512.630	8.361.901
	121.735.274	167.891.688

Финансовые Затраты

В тысячах тенге	2017	2016
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	199.568.750	171.351.678
Обесценение банковских вкладов (Примечание 14 и 16)	18.609.753	–
Вознаграждение по договору поставки нефти	26.473.457	18.628.247
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов и экологическим обязательствам	9.941.441	9.410.708
Амортизация дисконта по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	10.927.921	14.933.481
Дисконт по активам по ставкам ниже рыночных	6.155.426	4.077.354
Прочие	23.220.716	11.981.886
	294.897.464	230.383.354

30. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ, НЕТТО

В тысячах тенге	2017	2016
ТОО «Тенгизшевройл»	289.979.686	147.910.396
Каспийский Трубопроводный Консорциум	54.665.983	74.908.750
Мангистау Инвестмент Б.В.	49.605.030	29.766.202
ТОО «КазГерМунай»	17.713.450	5.129.532
Valseira Holdings B.V.	9.750.778	10.414.188
ТОО «КазРосГаз»	8.622.045	18.647.418
«ПетроКазахстан Инк.»	7.233.770	(15.809.732)
ТОО «Казахойл-Актобе»	(16.788.020)	(11.535.479)
КМГ Кашаган Б.В.	(10.208.354)	7.725.887
Ural Group Limited BVI	(1.877.211)	(1.577.557)
ТОО «Бейнеу-Шымкент»	(668.700)	(3.452.438)
Доли в (убытках) / прибыли прочих совместных предприятий и ассоциированных компаний	6.536.779	8.063.823
	414.565.236	270.190.990

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2017 года в сумме 35.586.296 тысяч тенге (в 2016 году: 74.457.414 тысяч тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог. Обязательства по подоходному налогу на 31 декабря 2017 года в сумме 7.705.079 тысяч тенге (в 2016 году: 2.301.839 тысяч тенге) представляет собой в основном корпоративный подоходный налог.

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В тысячах тенге	2017	2016
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	110.916.307	80.090.378
Налог на сверхприбыль	5.136.675	(1.128.184)
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	21.967.459	4.637.262
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	25.449.497	45.733.941
Налог на сверхприбыль	(1.275.303)	15.543.024
Налог у источника выплаты по доходам от дивидендов и вознаграждения	29.835.168	18.914.716
Расходы по подоходному налогу	192.029.803	163.791.137

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских 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 2007-2017 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2017 и 2016 годах), к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В тысячах тенге	2017	2016
Прибыль до учета подоходного налога от продолжающейся деятельности	(77.627.570)	163.108.149
Прибыль до учета подоходного налога от прекращенной деятельности	787.700.098	357.713.188
Ставка подоходного налога	20%	20%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	142.014.506	104.164.267
Доля в прибыли ассоциированных и совместных предприятий, облагаемая иными ставкам	(39.416.094)	(31.851.639)
Прочие необлагаемые доходы и расходы, не идущие на вычет	118.322.604	71.705.991
Налог на сверхприбыль	3.861.372	14.414.840
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	4.403.939	3.133.154
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	(38.639.830)	(916.319)
	190.546.497	160.650.294
Расходы по подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	192.029.803	163.791.137
Расходы по подоходному налогу, относящиеся к прекращенной деятельности	(1.483.306)	(3.140.843)
	190.546.497	160.650.294

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 тысячах тенге	2017 год Корпоративный подоходный налог	2017 год Налог на сверхприбыль	2017 год Налог у источника	2017 год Итого	2016 год Корпоративный подоходный налог	2016 год Налог на сверхприбыль	2016 год Налог у источника	2016 год Итого
Активы по отсроченному налогу								
Основные средства	39.746.752	(2.213.776)	–	37.532.976	37.366.506	(1.899.726)	–	35.466.780
Перенесенные налоговые убытки	445.661.327	–	–	445.661.327	430.057.756	–	–	430.057.756
Начисленные обязательства в отношении работников	7.016.794	233.019	–	7.249.813	6.801.380	46.020	–	6.847.400
Обесценение финансовых активов	4.177	–	–	4.177	–	–	–	–
Обязательство за загрязнение окружающей среды	4.249.110	217.257	–	4.466.367	3.563.499	245	–	3.563.744
Прочие	36.961.737	1.344.719	–	38.306.456	27.424.474	162.597	–	27.587.071
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(443.527.871)	–	–	(443.527.871)	(404.888.041)	–	–	(404.888.041)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(24.557.468)	–	–	(24.557.468)	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)
Активы по отсроченному налогу	65.554.558	(418.781)	–	65.135.777	73.599.897	(1.690.864)	–	71.909.033
Обязательства по отсроченному налогу								
Основные средства	117.769.984	15.712.243	–	133.482.227	102.407.438	15.716.011	–	118.123.449
Нераспределенная прибыль совместного предприятия	–	–	202.962.639	202.962.639	–	–	173.127.471	173.127.471
Прочее	125.648	–	–	125.648	74.735	–	–	74.735
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(24.557.468)	–	–	(24.557.468)	(26.725.677)	–	–	(26.725.677)
Обязательства по отсроченному налогу	93.338.164	15.712.243	202.962.639	312.013.046	75.756.496	15.716.011	173.127.471	264.599.978
Чистые обязательства / (активы) по отсроченному налогу	27.783.606	16.131.024	202.962.639	246.877.269	2.156.599	17.406.875	173.127.471	192.690.945

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2017 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 443.527.871 тысяча тенге (в 2016 году: 404.888.041 тысяч тенге).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2017 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах / (активах) по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2017 год Корпоративный подоходный налог	2017 год Налог на сверхпри- быль	2017 год Налог у источника	2017 год Итого	2016 год Корпора- тивный подоходный налог	2016 год Налог на сверх-при- быль	2016 год Налог у источника	2016 год Итого
Сальдо на 1 января	2.156.599	17.406.875	173.127.471	192.690.945	(44.648.144)	1.863.851	154.212.755	111.428.462
Пересчет валюты отчетности	35.406	(548)	–	34.858	258.403	–	–	258.403
Прекращенная деятельность	–	–	–	–	5.159	–	–	5.159
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	25.591.601	(1.275.303)	29.835.168	54.151.466	46.541.181	15.543.024	18.914.716	80.998.921
Сальдо на 31 декабря	27.783.606	16.131.024	202.962.639	246.877.269	2.156.599	17.406.875	173.127.471	192.690.945

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

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.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов:

В тысячах тенге		Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депо- зиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	2017	289.084.327	1.703.093	53.959	–
	2016	250.189.225	1.755.168	227.330	–
Ассоциированные компании	2017	154.953.597	3.747.640	–	–
	2016	196.364.723	6.519.184	–	–
Прочие контролируемые государством стороны	2017	–	8.752.609	2.675.566	489.948.733
	2016	–	8.783.316	308.652	539.518.308
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2017	556.563.795	194.182.312	–	–
	2016	426.310.101	148.065.653	–	–

Задолженность связанных сторон

В 2017 году, Компания предоставила дополнительный беспроцентный займ Самрук-Казына в сумме 47.019.835 тысяч тенге. Разница между справедливой стоимостью данного займа и его номинальной стоимостью в сумме 5.716.173 тысяч тенге Компания признала как распределение Самрук-Казына в консолидированном отчёте об изменениях в капитале.

По состоянию на 31 декабря 2017 года изменения в задолженности ассоциированных компаний в основном связаны с выплатой начисленных процентов на право требования по «Казахстанскому векселю» в сумме 35.142.983 тысячи тенге.

По состоянию на 31 декабря 2017 года рост задолженности совместных предприятий в основном связан с предоставлением дополнительного беспроцентного займа ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» в сумме 136.962.378 тысяч тенге и уменьшением торговой кредиторской задолженности за поставленные товары и оказанные услуги ТОО «Тенгизшевройл» и ТОО «Азиатский Газопровод» в сумме 14.765.262 тысячи тенге и 1.528.599 тысяч тенге, соответственно.

Задолженность связанным сторонам

По состоянию на 31 декабря 2017 года задолженность за приобретенные товары и услуги ТОО «Азиатский Газопровод», ТОО «Тенгизшевройл», АО «Мангистаумунайгаз» и ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» на сумму 13.877.072 тысячи тенге, 13.456.982 тысячи тенге, 3.445.528 тысяч тенге и 10.415.360 тысяч тенге, соответственно (2016 год: 13.277.218 тысяч тенге, 14.256.155 тысяч тенге, 39.831 тысяча тенге и 46.509.577 тысяч тенге, соответственно).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

32. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Задолженность по займам связанным сторонам

В 2017 году Группа осуществила погашение займов и облигаций БРК на общую сумму 112.217.578 тысяч тенге, включая вознаграждение.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в течение 2017 и 2016 годов:

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в Самрук-Казына	2017	66.161.168	29.896.957	28.364.559	–
	2016	64.283.484	28.166.784	14.325.455	4.089.541
Ассоциированные компании	2017	9.597.880	38.647.833	10.413.919	–
	2016	25.429.144	61.467.268	13.417.271	4.379.044
Прочие контролируемые государством стороны	2017	–	2.942.341	–	25.694.310
	2016	–	4.764.444	–	25.424.702
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	2017	318.154.537	1.000.163.766	25.869.046	10.769.061
	2016	303.010.916	624.153.438	26.462.248	4.917.734

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в Самрук-Казына, с прочими предприятиями, контролируемые государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «НК Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «НК Казахтелеком» (услуги связи), АО «НК Казатомпром» (электричество), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго» (электричество). Также, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в Самрук-Казына, ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

Вознаграждение ключевому руководящему персоналу

Общая сумма вознаграждения, включая ключевой управленческий персонал дочерних предприятий, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 9.022.125 тысяч тенге и 9.797.411 тысяч тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2017 и 2016 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, денежные средства и краткосрочные 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 2017 и 2016 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, связанный с сопоставлением финансовых активов и финансовых обязательств, выраженных в долларах США или\и нефинансовых активов и финансовых обязательств.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменения в справедливой стоимости 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 тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налогообложения
2017	+10%	(96.952.960)
	-10%	96.952.960
2016	+13%	(118.409.921)
	-13%	118.409.921

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Рыночный риск (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

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 тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налогообложения
2017 год	+0.70	(6.775.665)
ЛИБОР	-0.08	762.459
2016 год	+0.60	(5.598.880)
ЛИБОР	-0.08	746.405

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 17. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 11 и 17) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's» и «Fitch».

Банки	Местонахождение	Рейтинг		2017	2016
		2017	2016		
Народный Банк	Казахстан	BB (стабильный)	BB(отрицательный)	622.826.562	716.187.314
Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ	Япония	A (стабильный)	A(стабильный)	464.530.245	–
Mizuho Bank Ltd	Япония	A (стабильный)	A(стабильный)	373.029.697	–
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	Япония	A (позитивный)	A(позитивный)	–	287.848.285
HSBC	Великобритания	AA- (стабильный)	AA-(стабильный)	113.090.248	166.649.716
BNP Paribas	Великобритания	BB+ (стабильный)	A(стабильный)	161.740.102	166.295.295
Казкоммерцбанк	Казахстан	B+ (негативный)	B-(негативный)	78.656.996	165.771.106
SOCIETE GENERALE	Switzerland	A (стабильный)	A(стабильный)	164.779.167	162.461.529
Societe Generale	Великобритания	A (стабильный)	A(стабильный)	314.733.898	–
ING Bank	Нидерланды	A+ (стабильный)	A(стабильный)	170.353.494	161.907.378
Сбербанк России	Казахстан	BB+ (позитивный)	BBB-	23.148.486	63.718.200
Алтын Банк	Казахстан	BB(позитивный)	BB(стабильный)	21.965.792	45.247.477
РБК Банк	Казахстан	CCC+(негативный)	B-(стабильный)	10	29.919.368
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A (стабильный)	A(стабильный)	39.338.017	25.472.932
Citibank	Великобритания	A+ (стабильный)	A(стабильный)	46.678.682	19.984.012
Citibank	Казахстан	A+ (стабильный)	A+(стабильный)	2.032.358	12.509.234
Citibank	ОАЭ	A+ (стабильный)	A(стабильный)	50.034.359	–
Delta Банк	Казахстан	D	CCC+(развивающийся)	–	11.984.344
Deutsche Bank	Нидерланды и Великобритания	A- (негативный)	BBB+(позитивный)	88.990.995	10.935.579
Rabobank	Нидерланды	A+ (positive)	A+(stable)	81.922.668	21.905.818
ABN Amro Bank	Нидерланды	A (positive)	A(stable)	33.354.442	–
АТФ Банк	Казахстан	B (негативный)	B(стабильный)	5.301.656	9.707.001
Цесна Банк	Казахстан	B+ (негативный)	B+(стабильный)	1.140.857	2.818.521
Форте Банк	Казахстан	B (позитивный)	B(стабильный)	3.723.436	2.166.169
Банк Центр Кредит	Казахстан	B (стабильный)	B(стабильный)	1.946	1.289.220
Евразийский Банк	Казахстан	B (негативный)	B(стабильный)	40.845	614.348
Прочие банки				14.381.113	24.175.948
				2.875.796.071	2.109.568.794

Постоянная поддержка со стороны государственных органов Республики Казахстан является ключевым допущением в выводах руководства о том, что не требуется создание резервов на обесценение, и основывается на анализе руководством всей имеющейся информации на дату утверждения консолидированной финансовой отчетности.

Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2017 и 2016 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В тысячах 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	64.747.057	80.704.232	866.153.813	2.199.515.008	2.809.218.719	6.020.338.829
Финансовая гарантия	–	1.422.943	4.268.829	35.591.168	64.859.263	106.142.203
Торговая кредиторская задолженность	82.376.645	168.111.759	82.358.616	–	–	332.847.020
	147.123.702	250.238.934	952.781.258	2.235.106.176	2.874.077.982	6.459.328.052
На 31 декабря 2016 года						
Займы	77.329.131	7.427.151	401.808.523	2.659.303.198	1.148.165.669	4.294.033.672
Финансовая гарантия	–	–	5.692.025	91.072.398	142.300.622	239.065.044
Торговая кредиторская задолженность	119.638.134	118.852.271	40.736.206	–	–	279.226.611
	196.967.265	126.279.422	448.236.754	2.750.375.596	1.290.466.291	4.812.325.327

* Группа исключает из недисконтированных платежей задолженность по займам, подлежащую погашению партнерам по проектам, в соответствии с соглашениями о совместном финансировании (Примечание 19), в виду неопределенности наступления сроков погашения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Справедливая стоимость финансовых инструментов и инвестиционной недвижимости

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2017 и 2016 годов приблизительно равна их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, раскрытых ниже:

В тысячах тенге	2017				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	18.342.494	21.807.281	–	21.807.281	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	3.137.181.680	3.230.351.979	2.996.477.908	233.874.071	–
Финансовая Гарантия	11.937.863	11.937.863	–	11.937.863	–
Инвестиционная недвижимость	27.423.225	30.263.855	–	30.263.855	–

В тысячах тенге	2016				
	Текущая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровням оценки		
			Котировки на активном рынке (Уровень 1)	Значительные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Значительные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)
Облигации к получению от Самрук-Казына	42.123.003	63.663.823	–	63.663.823	–
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения стороне	2.099.674.818	2.250.517.072	1.945.130.199	305.386.873	–
Финансовая Гарантия	13.471.461	13.471.461	–	13.471.461	–
Инвестиционная недвижимость	29.480.044	29.987.922	–	29.987.922	–

Справедливая стоимость облигаций к получению от Самрук-Казына и займов с фиксированной ставкой вознаграждения были рассчитаны посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по рыночным процентным ставкам. В течение 2017 года перемещений справедливой стоимости по уровням оценки между Уровнем 1 и Уровнем 2 не производилось.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные прямые дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

Существенные организации	Основная деятельность	Страна регистрации	Доля владения	
			2017	2016
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	Разведка и добыча	Казахстан	63.01%	63.02%
АО «КазТрансГаз» («КТГ»)	Транспортировка газа	Казахстан	100.00%	100.00%
АО «КазТрансОйл»	Транспортировка нефти	Казахстан	90%	90%
АО «КазМунайГаз» («КМГ ПМ»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Казахстан	–	100.00%
ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»	Переработка	Казахстан	99.53%	–
ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»	Переработка	Казахстан	100.00%	–
ТОО «КазМунайГаз Онимдери»	Реализация нефтепродуктов	Казахстан	100.00%	–
ТОО «КазМунайТениз» («КМТ»)	Разведка и добыча	Казахстан	100.00%	100.00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» (КМГС)	Сервисные проекты	Казахстан	100.00%	100.00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.»	Переработка и реализация нефтепродуктов	Нидерланды	100.00%	100.00%
«KMG International N.V.» («KMG I»)	Переработка и реализация нефтепродуктов	Румыния	100.00%	100.00%
ТОО «КМГ Карачаганак»	Разведка и добыча	Казахстан	100.00 %	100.00 %
ТОО «КазМорТрансФлот»	Транспортировка нефти	Казахстан	100.00%	100.00%
ТОО «KMG Drilling&Services»	Услуги по бурению	Казахстан	100.00%	100.00%

В декабре 2017 года в соответствии с Постановлением Правительства РК Компания провела реорганизацию КМГ ПМ путем присоединения к Компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Операционная среда

В Казахстане продолжают 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. Исторически, 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 2017 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2017 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.

Комплексная налоговая проверка КМГ РД за 2009-2012 годы

11 декабря 2017 года было выдано окончательное решение Верховного Суда, касающееся обжалования КМГ РД результатов налоговой проверки за налоговый период с 2009 года по 2012 год, в результате чего окончательная сумма доначисления за период 2009-2012 годов составила 6.534.000 тысяч тенге, что включало в себя основную сумму, штрафы и пени. Соответственно, в настоящей финансовой отчетности была сторнирована оставшаяся сумма налогового резерва в размере 7.031.000 тысяч тенге.

НДС к возмещению КМГ РД

В мае и июне 2017 года АО «Эмбаунайгаз» и АО «Озенмунайгаз» были получены акты налоговых проверок за период с 2012 года по 2015 год, которые подтвердили право на возмещение НДС к возмещению на суммы в размере 4.033.000 тысяч тенге и 26.073.000 тысяч тенге, соответственно. Суммы в размере 2.053.000 тысяч тенге и 2.006.000 тысяч тенге не были подтверждены к возмещению актами налоговых проверок АО «Эмбаунайгаз» и АО «Озенмунайгаз», соответственно.

В данной консолидированной финансовой отчетности Группа сторнировала 30.106.000 тысяч тенге ранее начисленного резерва по НДС. Остаток резерва по НДС на 31 декабря 2017 года составляет 10.668.000 тысяч тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 вытянутой руки.

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый 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 Казахским 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 2017 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2017 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Проверки возмещаемых затрат

В соответствии с основными принципами соглашения 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 2017 года, определенные затраты классифицированы как невозмещаемые. Стороны СРП ведут переговоры касательно возмещения данных затрат.

По состоянию на 31 декабря, 2017 года доля Группы в оспариваемых затратах составляет 242.915.341 тысяча тенге (2016 год: 201.091.569 тысяч тенге). Группа и ее партнеры по СРП ведут переговоры с Правительством касательно возмещения данных затрат.

Судебные разбирательства ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction LLP»

KMG D&S (дочерняя организация Группы) вовлечена в арбитражное разбирательство с Консорциумом компаний ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction LLP» (далее - «Консорциум» или «Истцы») по вопросам, вытекающим из договора о закупках комплексных работ по строительству самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ), заявление по которому подано Консорциумом в Лондонский международный арбитражный суд. В резолютивной части Иска указаны следующие требования Истца:

- признание изменения проекта вследствие изменений требований регулирующих органов, увеличение стоимости Договора вследствие таких изменений, возмещение вытекающих убытков;
- продление сроков поставки СПБУ в связи с допустимыми задержками;
- признание просрочки подписания актов выполненных работ и оплаты стоимости ключевых этапов строительства СПБУ 5,6,7 и взыскание неустойки по просроченным платежам.
- компенсация ущерба, вытекающего из увеличения стоимости Договора, нарушения Договора, а также валютных корректировок и дополнительных расходов Консорциума.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Судебные разбирательства ТОО «KMG Drilling & Services» (KMG D&S) с Консорциумом компаний ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор» и ТОО «Caspian Offshore and Marine Construction LLP» (продолжение)

В 2017 году Консорциум увеличил сумму иска до 192.114 тысяч долларов США (эквивалентно 63.845.287 тысяч тенге).

Группа с предъявленными требованиями не согласна и по завершении анализа иска приступит к формированию доводов защиты. Для защиты интересов Группой привлечены юридические и технические консультанты, независимые эксперты.

Существует неопределенность касательно результата судебного разбирательства. На 31 декабря 2017 года Группа не признала резерв по данному иску.

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 потребностью 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 2017 году в соответствии со своими обязательствами Группа поставила 5.407.526 тонн сырой нефти (в 2016 году: 3.236.644 тонн), включая совместные предприятия на внутренний рынок.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

По состоянию на 31 декабря 2017 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
2018	152.970.780	11.025.197
2019	17.589.628	5.460.210
2020	7.379.090	5.810.346
2021	3.001.137	4.144.631
2022-2048	9.805.472	15.386.914
Итого	190.746.107	41.827.298

Обязательства по поставке сырой нефти

По состоянию на 31 декабря 2017 года обязательства Группы по договору поставки нефти составили 28,7 миллионов тонн (2016: 28,1 миллион тонн), включая обязательства совместного предприятия.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2017 года у Группы, включая совместные предприятия, имелись договорные обязательства по приобретению и строительству основных средств на общую сумму 684.856.470 тысяч тенге (2016: 1.100.442.105 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2017 у Группы имелись обязательства в общей сумме 125.333.073 тысячи тенге (2016: 151.079.503 тысячи 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 2017 и 2016 годов Группа имела открытые гарантии исполнения обязательств, выпущенные в пользу третьих сторон, по которым Группа выступает гарантом в случае неисполнения обязательств со стороны её 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Руководство Группы анализирует сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по валовой прибыли 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 Группы охватывает четыре основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти, транспортировка газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их незначительности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2017 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	114.153.662	199.081.114	522.205.420	1.525.574.911	97.819.983	–	2.458.835.090
Доход от реализации другим сегментам	981.455.736	50.139.885	30.382.814	378.119.454	44.584.007	(1.484.681.896)	–
Итого доходов	1.095.609.398	249.220.999	552.588.234	1.903.694.365	142.403.990	(1.484.681.896)	2.458.835.090
Валовая прибыль	581.444.903	102.296.291	126.241.522	126.823.754	(2.647.908)	(855.226.343)	78.932.219
Финансовый доход	30.635.494	7.050.351	15.710.022	52.357.842	102.854.450	(86.872.885)	121.735.274
Финансовые затраты	(15.996.844)	(5.241.821)	(35.846.120)	(88.515.042)	(224.664.707)	75.367.070	(294.897.464)
Износ, истощение и амортизация	(69.207.237)	(31.696.855)	(30.456.725)	(37.973.497)	(12.544.828)	–	(181.879.142)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(1.463.939)	(51.710)	(326.705)	(15.339.255)	(8.459.943)	–	(25.641.552)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	337.552.519	57.373.362	7.988.655	10.338.986	1.311.714	–	414.565.236
Расходы по подоходному налогу	(107.279.249)	(19.633.566)	(24.678.324)	(17.926.627)	(22.512.037)	–	(192.029.803)
Чистая прибыль за год	295.007.049	124.319.958	46.797.287	125.666.735	(77.130.767)	4.865.769	519.526.031
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.503.893.511	208.816.622	52.561.936	41.381.920	3.697.352	–	3.810.351.341
Капитальные затраты	135.198.715	74.873.446	140.487.481	260.039.531	26.594.379	–	637.193.552
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(4.390.424)	(4.288.838)	(9.231.998)	(5.327.690)	(13.201.216)	–	(36.440.166)
Активы сегмента	6.542.104.710	904.925.698	1.444.619.613	3.624.699.943	2.363.946.296	(1.491.542.923)	13.388.753.337
Обязательства сегмента	629.755.726	186.128.956	760.480.222	2.743.729.400	3.878.415.567	(1.432.156.528)	6.766.353.343

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

36. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

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 2016 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа и реализация собственных нефтепродуктов	Транспортировка нефти	Реализация и Транспортировка газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	112.656.378	188.176.142	483.593.658	992.583.481	80.425.697	–	1.857.435.356
Доход от реализации другим сегментам	739.286.768	45.849.567	18.364.837	58.996.031	42.593.080	(905.090.283)	–
Итого доходов	851.943.146	234.025.709	501.958.495	1.051.579.512	123.018.777	(905.090.283)	1.857.435.356
Валовая прибыль	419.643.185	97.474.945	153.714.720	132.766.007	(10.017.778)	(497.891.742)	295.689.337
Финансовый доход	33.625.179	9.138.097	14.200.584	31.912.152	137.722.140	(58.706.464)	167.891.688
Финансовые затраты	(13.229.134)	(4.829.755)	(27.210.248)	(45.814.320)	(194.230.327)	54.930.430	(230.383.354)
Износ, истощение и амортизация	(77.003.750)	(31.799.193)	(28.652.432)	(34.080.013)	(9.057.477)	–	(180.592.865)
Обесценение основных средств, активов по разведке и оценке и нематериальных активов, исключая гудвилл	(1.134.659)	(679.061)	1.575.152	(51)	(3.044.060)	–	(3.282.679)
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	163.204.602	79.407.009	15.191.245	10.839.301	1.548.833	–	270.190.990
Расходы по подоходному налогу	(76.672.148)	(13.941.937)	(26.531.702)	(19.297.752)	(27.347.598)	–	(163.791.137)
Чистая прибыль за год	285.204.844	149.302.835	95.731.109	564.774.494	(697.184.832)	(37.657.407)	360.171.043
Прочая сегментная информация							
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	3.440.284.418	149.567.256	80.723.711	31.350.162	4.351.263	–	3.706.276.810
Капитальные затраты	147.284.800	42.612.060	88.851.035	233.253.447	42.140.785	–	554.142.127
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы	(19.786.389)	(2.470.383)	(8.329.262)	(5.933.387)	(2.196.200)	–	(38.715.621)
Активы сегмента	6.210.069.721	831.909.870	1.295.190.723	3.459.862.728	1.682.382.885	(1.596.338.657)	11.883.077.270
Обязательства сегмента	529.270.606	164.038.032	663.338.007	2.693.298.363	3.089.738.401	(1.534.877.054)	5.604.806.355

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

8 декабря 2017 года РД КМГ объявил о запуске условного тендерного предложения (далее – Тендерное предложение) на выкуп всех своих находящихся в обращении ГДР по цене 14,00 долл. США за одну ГДР. По результатам внеочередного общего собрания, состоявшего 22 января 2018 года, тендерное предложение стало безусловным во всех отношениях. 23 января 2018 года РД КМГ объявил о начале безусловного предложения о выкупе всех своих обыкновенных акций (далее – Предложение по акциям), размещенных на KASE по цене 84,00 долларов США за обыкновенную акцию, подлежащую оплате в тенге. 19 февраля 2018 года было выполнено Предложение по акциям, в результате чего РД КМГ приобрел в общей сложности 72.788.984 ГДР на внебиржевой основе, а также 61.281.070 ГДР на Казахстанской фондовой бирже и 320.688 простых акций. Также, РД КМГ выкупил 95.761 привилегированных акций от привилегированных акционеров, которые с 8 декабря 2017 года по 8 января 2018 года реализовали Право в отношении опциона пут, возникшего при объявлении Тендерного предложения. Таким образом, Компания и РД КМГ владеют 47.194.539 простых акций и 134.781.116 ГДР, что приблизительно составляет 99,2% выпущенных простых акций, а также 2.168.908 привилегированных акций.

19 января 2018 года Компания произвела частичный выкуп облигаций АО «Банк Развития Казахстана» в сумме 17.197.293 тысячи тенге.

26 января 2018 года ТОО «КазРосГаз» осуществило выплату дивидендов в пользу Компании в сумме 14.180.747 тысяч тенге.

22 января 2018 года АНПЗ выплатил основной долг и вознаграждение по займам, полученным от БРК в сумме 20.641.777 тысяч тенге и 8.727.381 тысяч тенге, соответственно.



КазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY — ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ