



СТАБИЛЬНОСТЬ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ

АО «КАСПИЙ НЕФТЬ»
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2019 ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

Стратегический отчет	5
Обращение руководства	6
Информация о Группе	8
Основные события отчетного года	13
Операционная деятельность	14
Управление	31
Управление рисками	32
Социальная ответственность и защита окружающей среды	37
Корпоративное управление	41
Консолидированная финансовая отчетность	49
Заявление руководства об ответственности	50
Аудиторское заключение независимого аудитора	51
Консолидированный отчет о финансовом положении	55
Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе	56
Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала	57
Консолидированный отчет о движении денежных средств	58
Примечания к финансовой отчетности	59
Дополнительная информация	95
Основные исторические показатели деятельности	96
Глоссарий	97
Контактная информация	98



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА

Уважаемые акционеры и партнеры,

Представляем вашему вниманию годовой отчет за 2019 год о ключевых результатах деятельности АО «Каспий нефть» и его дочернего предприятия (далее – «Группа»).

В отчетном году Группа укрепила свои позиции в нефтяной отрасли Казахстана. Уверенно росли производственные и финансовые показатели. В 2019 году Группа вышла на новые пиковые объемы добычи нефти, достигнув 900 тыс. тонн. В отчетном году были введены в эксплуатацию 12 скважин. Показатель EBITDA увеличился на 16% и составил 67.0 млрд. тенге (2018 год: 57.6 млрд. тенге), а базовая прибыль на акцию увеличилась на 95% и составила 420 тыс. тенге на акцию (2018 год: 215 тыс. тенге на акцию).

По итогам 2019 года, в Рейтинге Forbes Kazakhstan «50 крупнейших частных компаний РК» Группа поднялась на 6 позиций – с 17-го на 11-ое место.

В отчетном году Группа сохранила фокус на активном развитии и внедрении новых технологий, что способствовало увеличению уровня добычи и уменьшению воздействия на окружающую среду. На сегодняшний день более 30 % скважин – высокотехнологичные. В 2019 году были начаты и завершены большие работы по модернизации производственных объектов месторождения Айранколь. Так, были модернизированы и автоматизированы на 100% Пункты сбора нефти (ПСН-1, ПСН-2, ПСН-3), осуществлена модернизация подключения нагнетательных скважин на Западном своде.

Итоги 2019 года вновь продемонстрировали стабильность и устойчивое развитие Группы, эффективность Стратегии развития и бизнес-процессов, способность к достижению успеха даже в условиях существенного увеличения цен на нефть и замедления темпов роста мировой экономики.

Обзор операционной и финансовой деятельности

Группа продолжает демонстрировать стабильный объем добычи нефти за счет эффективной интеграции геолого-технических мероприятий и введения геолого-гидродинамической модели. В 2019 году фактическая добыча нефти составила 900 тыс. тонн (2018 год: 849 тыс. тонн), превысив плановый показатель на 2%.

После периода восстановления мировых цен на нефть, наблюдавшихся в 2017 и 2018 годах, в 2019 году рост рыночной цены на нефть марки Brent замедлился, и среднегодовая цена составила 64.2 \$/баррель, снизившись на 10% в сравнении с 2018 годом.

При этом действия Группы по оптимизации затрат, увеличению объема и расширению номенклатуры



реализации в 2019 году позволили увеличить валовую прибыль Группы на 11% или 10.6 млрд. тенге, а чистую прибыль – на 96% или 20.5 млрд. тенге.

На конец декабря 2019 года текущая суммарная добыча нефти по месторождению составила 18,962 баррелей в сутки (2018 год: 17,083 баррелей в сутки). Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2019 года достиг 186 скважин (31 декабря 2018 г.: 174 скважины), в том числе 140 добывающих скважин. Группа продолжает выполнять свои контрактные обязательства, в частности, в отношении обязательств по бурению и обустройству скважин на месторождении.

В соответствии с уточненной оценкой запасов, подготовленной компанией Gaffney, Cline & Associates (далее – «GCA»), по состоянию на 31 декабря 2019 года доказанные запасы нефти месторождения Айранколь составили 41.0 млн. баррелей (31 декабря 2018 года: 44.1 млн. тонн).

Эти данные позволяют руководству Группы с достаточной степенью уверенности говорить о перспективах добычи на месторождении в течение срока действия контракта на недропользование до 2029 года, а также о возможности продления периода добычи до 2034 года.

В 2019 году Группа подтвердила статус одного из крупнейших налогоплательщиков Казахстана и одной из системообразующих компаний для государственного бюджета Казахстана. По данным Комитета государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан по итогам 2019 года Группа занимает 16-ое место в списке крупнейших налогоплательщиков страны, заплатив в бюджет около 67.1 млрд. тенге (2018 год: 55.8 млрд. тенге).

Планы на 2020 год

Стратегические цели Группы на 2020 год направлены на качественные изменения, в первую очередь, за счет активного внедрения новых технологий во всех сферах деятельности: от разведки и добычи до сбыта. В 2020 году планируется осуществить модернизацию технологической площадки Пункт подготовки нефти (ППН), установить автоматизированные системы пожаропенотушения на ППН и Пункт сдачи товарной нефти (ПСТН), модернизировать подключения нагнетательных скважин на Восточном своде. В конце 2020 года мы планируем разработать проект «Строительство ПС-ЛЭП и реконструкция ПС «Карсак» и полностью завершить работы по данному проекту в 2021 году. Внедрение системы «интеллектуальное (SMART) месторождение» позволяет, используя передовые технологии, осуществить полную автоматизацию и цифровизацию производственных объектов месторождения.

Одним из стратегических приоритетов Группы является устойчивое развитие. В 2020 году Группа планирует достичь уровня добычи порядка 900 тыс. тонн. В течение 2020-2024 гг. Группа планирует пробурить до 56 новых скважин (из них 53 добывающих и 3 нагнетательных). При этом в 2020 году планируется ввод в эксплуатацию до 15 добывающих скважин.

Группа продолжает уделять значительное внимание вопросам безопасности, внедрению лучших практик контроля рисков, методик обучения работников. Обеспечение безопасных условий труда в регионах операционного присутствия и сохранности окружающей среды – основополагающие принципы нашей деятельности. В 2020 году мы планируем расширить сотрудничество с ведущими производителями специализированного оборудования и усилить кадровый потенциал.

Отчетный год был успешным для Группы. Мы выполнили намеченные планы, нарастили ключевые производственные показатели и обеспечили высокие финансовые результаты. Итоги года являются результатом успешной реализации Стратегии, направленной на повышение эффективности бизнеса и максимизацию отдачи от существующих активов. В 2020 году Группа продолжит работу в этом направлении для сохранения темпов развития всех направлений своего бизнеса.

Генеральный директор

Елеусинов Каирбек Сагинбаевич

ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

Январь 1997	• Создание Компани
Октябрь 1997	• Получение Лицензии на разведку нефти на месторождении Айранколь
Июль 1998	• Подписание Контракта на проведение разведки на месторождении Айранколь
2000 – 2004	• Проведение пробной добычи на месторождении Айранколь
Октябрь 2004	• Подписание Контракта на добычу и начало коммерческой добычи
Ноябрь 2007	• Получение лицензии на проектирование и оперирование на объектах по добыче
Май 2011	• Подписание дополнительного соглашения к контракту на добычу
Декабрь 2015	• Утверждение дополнения к технологической схеме разработки месторождения
Март 2016	• Обновление оценки запасов на месторождении
2016	• Достижение пиковых объемов добычи на месторождении
2017	• 20-летие с момента создания Компании
2018-2019	Обеспечение и поддержание стабильного уровня добычи нефти; Модернизация производственных объектов.

История

Акционерное общество «Каспий нефть» (далее – «Компания») было создано и зарегистрировано в городе Атырау 22 января 1997 года в организационно-правовой форме акционерного общества. Выше перечислены основные этапы становления Компании:

Единственным акционером Компании является Precious Oil Products B.V. (далее – «POP»), компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Королевства Нидерланды. Конечной контролирующей стороной POP является Glenville Asset Management Pte Ltd. в качестве доверительного управляющего Steppe Capital Pte Ltd., конечной холдинговой компанией, зарегистрированной в Сингапуре. Конечным владельцем Компании является г-н Кулибаев Т.А.

Группа состоит из Компании и ее дочернего предприятия ТОО «Каспий нефть трейдинг», которое создано и зарегистрировано 4 июня 2019 г. и находится в 100% собственности Компании. Основные виды деятельности дочернего предприятия связаны с оптовой и розничной торговлей нефтью и/или нефтепродуктами.

Основная деятельность

Основной деятельностью Группы является разведка, добыча, первичная обработка, транспортировка и реализация углеводородного сырья нефтяного месторождения Айранколь.

Нефтяное месторождение Айранколь расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины и Южно-Эмбинской нефтегазоносной области.

Согласно административному делению, площадь месторождения входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Головной офис находится в г. Атырау в 190 км от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является г. Кульсары и нефтяные промыслы Косшагыл и Карсак.

Среднесписочное количество сотрудников Компании в 2019 году составило 286 человек (2018 год: 282 человека).



Миссия

Основные направления развития Группы включают: экономический рост, увеличение прибыли и объемов добычи нефти, снижение себестоимости и оптимизация затрат за счет обновления технологии и перехода к высокотехнологическому и эффективному оборудованию, сохранение окружающей среды, бережливое использование природных ресурсов.

В ходе реализации миссии Группа руководствуется следующими приоритетами в своей операционной деятельности и при принятии инвестиционных решений:

- Поддержание стабильных объемов добычи нефти;
- Прибыльность – как необходимое условие существования Группы и получение дивидендов акционером;
- Эффективное поддержание добычи нефти путем контроля над издержками и повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности, а также поиска способов интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения нефти посредством применения новых технологий;
- Эффективные геолого-технические мероприятия;
- Неукоснительное соблюдение законодательных требований РК в области недропользования, охраны труда, промышленной и экологической безопасности;
- Развитие человеческого капитала, как основного движущего фактора развития и обеспечения конкурентоспособности;
- Принятия решений в инвестиционной деятельности на основе тщательного анализа результативности и эффективности.

Производственная структура

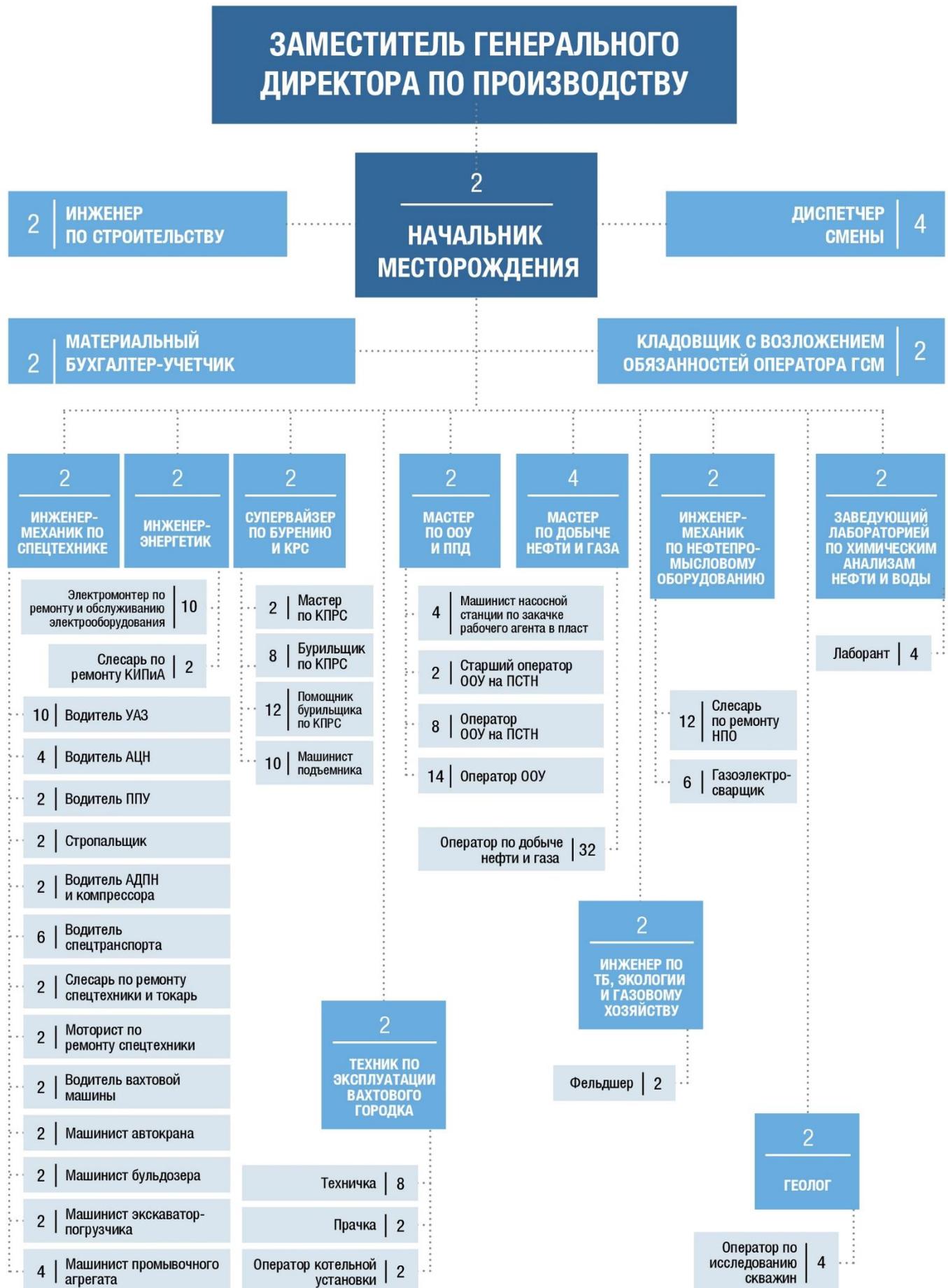
Основным направлением деятельности Группы является добыча и дальнейшая реализация нефти и нефтепродуктов. Как результат, операционная структура Компании возглавляется техническим директором, который несет основную ответственность за осуществление операционной деятельности Компании.

Среднесписочная численность производственного персонала в 2019 году составила 228 человек (2018 год: 219 человек), что составляет 80% (2018 год: 78%) от общей среднесписочной численности сотрудников.

Обобщенная производственная структура Компании представлена в диаграмме ниже.



Производственная структура



Информация о запасах и планы разработки нефтегазовых запасов

Информация по подсчету запасов по национальным стандартам

Компания работает на месторождении Айранколь по контракту №1525, подписанному 15 октября 2004 года на 25 лет (срок действия договора истекает 15 октября 2029 года). Договор дает Компании право добычи нефти из меловых коллекторов западной антиклинальной складки месторождения Айранколь. Дополнение №1 к этому договору, подписанное 27 мая 2011 года, дает Компании право добывать нефть из юрских пластов-коллекторов месторождения и из меловых коллекторов восточной антиклинальной складки. Согласно Дополнению №4 к договору, подписанному 20 марта 2015 года, Компания может проводить геологическую разведку нефти в юрских и меловых коллекторах, находящих за пределами контрактной площади.

Нефтяное месторождение Айранколь, открытое в 1976 году, находится примерно в 190 км к востоку от административного центра, г. Атырау, на территории Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, в юго-восточной части Северо-Каспийского бассейна.

Обзорная карта по месторождению Айранколь



Опытно-промышленная разработка началась с меловых горизонтов Западного свода в 2000 году; закачка воды в пласт началась в марте 2004 года, опытно-промышленная разработка меловых коллекторов Восточного свода и юрских коллекторов обеих структур началась в мае 2006 года. Однако промышленная добыча из меловых пластов Восточного свода и из юрских пластов обоих сводов началась в мае 2011 года, а закачка воды в пласт – в конце 2013 года.

С 2015 года Компания ежегодно привлекает Gaffney, Cline & Associates (далее – «GCA») для выполнения аудита объемов начальных геологических запасов товарной нефти и газа (далее – «НГЗГ») по месторождению Айранколь. Указанный аудит проводился путем проверки карт, разрезов и данных по скважинам, при этом проводилась оценка параметров, использованных в расчетах запасов. Проведенная компанией GCA оценка НГЗН была выполнена с учетом категорий запасов $V+C_1$ и $V+C_1+C_2$ по системе, принятой в Республике Казахстан.

Компания GCA выполняла оценку запасов в соответствии с системой управления углеводородными ресурсами (СУНР ОИИ), утвержденной Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Обществом инженеров по оценке запаса нефти и газа, Обществом геофизиков-геологоразведчиков, Обществом петрофизиков и интерпретаторов материалов геофизических исследований скважин и Европейской ассоциацией инженеров и специалистов в области геологии и геофизики в апреле 2019 года.

Нефтяное месторождение Айранколь, с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2019 года составляет 186 скважин (31 декабря 2018 г.: 174 скважины), в том числе 140 добывающих скважин, 17 водонагревательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 2 водозаборных скважин, 2 эксплуатационно-консервированные скважины и 5 ликвидированных скважин. Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до ее истечения в октябре 2029 года. Существует высокая вероятность продления срока действия контракта недропользования на дополнительные 5 лет с аналогичными условиями.

Проведенное компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2019 года составляет 54.0 млн. баррелей (31 декабря 2018 года: 47.2 млн. баррелей).

Увеличение объемов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012-2019 годов. Объем добычи по состоянию на конец декабря 2019 года составил 18,962 баррелей нефти в сутки (конец 2018 года: 17,083 баррелей нефти в сутки), из которых 83% (2018 год: 86%) относится на счет юрских пластов восточного свода.

В течение 2019 года Компания выполнила переоценку объемов начальных геологических запасов нефти (НГЗН) и начальных геологических запасов газа (НГЗГ) по месторождению Айранколь в результате пересмотра стратиграфической интерпретации и интерпретации материалов сейсморазведки, а также бурения 12 дополнительных скважин, пробуренных на месторождении с 2018 года.

В Компании была введена в действие политика запрещения сжигания газа в факеле. Весь объем добываемого попутного газа используется для производства электроэнергии для собственных нужд промысла (выработка электроэнергии, обогрев трубопроводных линий продукции).

В соответствии с уточненной оценкой запасов, подготовленной компанией GCA по состоянию на 31 декабря 2019 года начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН) представлены следующим образом:

НГЗН (млн. барр.)	Валовые запасы по месторождению (млн. барр.)				
	Наиболее вероятные	Доказанные освоённые	Доказанные неосвоенные	Итого доказанные	Итого доказанные + вероятные + возможные
318,9	35,7	5,3	41,0	56,5	70,5

На конец 2019 года добыча велась по 140 скважинам. По 138 скважинам применяется механизированный способ эксплуатации, а в 2 скважинах добыча ведется при фонтанном способе эксплуатации.

Центральная установка подготовки и перекачки нефти на месторождении Айранколь обладает достаточной производительностью для приема и обработки текущих и прогнозируемых объемов добычи.

В 2019 году было выполнено бурение 12 эксплуатационных скважин, при этом суммарный объем проходки составил 16,000 погонных метров, и 11 скважин были введены в эксплуатацию (в том числе 1 эксплуатационная скважина опережающей стадии).

Согласно бизнес-плану на 2020-2024 годы, Компания планирует пробурить до 56 новых скважин (из них 53 добывающих и 3 нагнетательных). При этом в 2020 году Компания планирует ввести в эксплуатацию до 15 добывающих скважин.

В общей сложности в 2019 году было предусмотрено проведение капитального ремонта на 8 скважинах.

Завершена программа закачки горячей воды в меловые коллекторы с целью увеличения пластовой температуры, снижения вязкости нефти и увеличения ее подвижности.



ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА

В 2019 году Группа вышла на новые пиковые контрактные объемы добычи нефти, добыв 900 тыс. тонн нефти. По итогам 2019 года Группа перевыполнила план по добыче и реализации нефти на 2% (План по добыче: 881 тыс. тонн; Факт по добыче: 900 тыс. тонн).

В 2019 году было выполнено бурение 12 эксплуатационных скважин.

В июне 2019 года Компания создала 100% дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг», через которое с августа 2019 года осуществляется реализация нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке.

В отчетном году платежи Группы, направленные на приобретение основных средств и объектов капитального строительства, составили 6,445,941 тыс. тенге в сравнении с 6,751,403 тыс. тенге в 2018 году.

В течение 2019 года были введены в эксплуатацию объекты капитального строительства и основные средства на общую сумму 5,398,658 тыс. тенге (2018 год: 4,487,422 тыс. тенге), включая:

- Нефтегазовые активы на сумму 4,287,730 тыс. тенге (2018 год: 3,434,424 тыс. тенге), которые, в основном, представлены вводом в эксплуатацию новых скважин; и
- Машины, оборудование и прочие основные средства на общую сумму 1,110,928 тыс. тенге (2018 год: 1,052,998 тыс. тенге).



ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Анализ основных рынков

Макроэкономический анализ

Несмотря на постепенное увеличение спроса на альтернативные источники энергии прогнозируется, что нефть еще достаточно долгое время продолжит оставаться наиболее важным источником энергии в мире, на ее долю приходится 33% мирового энергопотребления. Она обладает высокой энергоемкостью и удобна для транспортировки, что делает ее труднозаменимым энергетическим ресурсом.

В течение 2018 года глобальный спрос на нефть продолжил расти благодаря росту численности населения, а также вследствие роста экономического благосостояния, который позволил потребителям в развивающихся странах увеличить потребление все более энергозатратных продуктов. В 2019 году мировой спрос на первичные энергоресурсы, в частности, на нефть, остался на относительно неизменном уровне в сравнении с 2018 годом. Доля нефти в первичных энергоресурсах снизилась на 0,2% в сравнении с 2018 годом. КНР продолжает оставаться лидером по потреблению первичных энергоресурсов в мире. В 2019 году на ее долю пришлось более $\frac{3}{4}$ роста мирового потребления. Следующими после КНР по объему потребления энергоресурсов в 2019 году стали Индия и Индонезия. В 2019 году доля Казахстана в мировом потреблении первичных энергоресурсов составила 0,5% (2018 год: 0,6%).

В 2019 году глобальный рост потребления нефти, в среднем, увеличился на 0,9% (2018 год: на 1,5%) или 0,9 млн. баррелей в сутки (2018 год: 1,4 млн. баррелей в сутки). Наибольшая доля потребления пришлась на Китай (680 тыс. баррелей в сутки).

Мировая добыча нефти в 2019 году снизилась на 60 тыс. баррелей в сутки в сравнении с прошлым годом. При этом наибольшее увеличение объема добычи наблюдалось в США (на 1,7 млн. баррелей в сутки). В то же время существенное снижение в объеме добычи было отмечено в странах ОПЕК (на 2 млн. баррелей в сутки), Иране (1,3 млн. баррелей в сутки), Венесуэле (на 560 тыс. баррелей в сутки) и Саудовской Аравии (на 430 тыс. баррелей в сутки).

Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов в мире в 2019 году снизилась на 1,2%, поскольку мощность переработки увеличилась на 1,5 млн. баррелей в сутки при относительно неизменной фактической производительности НПЗ.

Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в 2019 году составила 400 тыс. баррелей в сутки (2018 год: 390 тыс. баррелей в сутки), увеличившись на 2,6%.



Мировая добыча нефти

млн. тонн	2018	2019	Темп роста, %	Доля 2019, %
США	669,4	746,7	11,6%	16,7%
Канада	255,5	274,9	7,6%	6,1%
Мексика	102,3	94,9	-7,2%	2,1%
Итого Северная Америка	1 027,2	1 116,5	8,7%	24,9%
Бразилия	140,3	150,8	7,5%	3,4%
Венесуэла	77,3	46,6	-39,7%	1,0%
Колумбия	45,6	46,7	2,3%	1,0%
Эквадор	27,7	28,5	2,7%	0,6%
Аргентина	27,6	28,8	4,5%	0,6%
Прочие	16,5	15,6	-5,2%	0,3%
Итого Южн. и Центр. Америка	335,0	317,0	-5,4%	7,1%
Норвегия	83,1	78,4	-5,7%	1,7%
Великобритания	50,8	51,8	2,0%	1,2%
Прочая Европа	29,2	27,6	-5,3%	0,6%
Итого Европа	163,1	157,8	-3,2%	3,5%
Российская Федерация	563,2	568,1	0,9%	12,7%
Казахстан	91,2	91,4	0,2%	2,0%
Азербайджан	39,2	38,1	-2,7%	0,9%
Прочие	15,4	17,3	12,1%	0,4%
Итого СНГ	709,0	714,9	0,8%	15,9%
Саудовская Аравия	578,3	556,6	-3,8%	12,4%
Ирак	226,1	234,2	3,6%	5,2%
Иран	220,4	160,8	-27,0%	3,6%
ОАЭ	177,7	180,2	1,4%	4,0%
Кувейт	146,8	144,0	-1,9%	3,2%
Катар	78,5	78,5	0,0%	1,8%
Оман	47,8	47,3	-1,0%	1,1%
Прочие	14,1	15,7	11,0%	0,3%
Итого Ближний Восток	1 489,7	1 417,4	-4,9%	31,6%
Нигерия	98,4	101,4	3,1%	2,3%
Ангола	74,6	69,1	-7,4%	1,5%
Алжир	65,3	64,3	-1,5%	1,4%
Либия	47,5	57,8	21,7%	1,3%
Египет	32,7	33,6	2,6%	0,7%
Прочие	70,0	73,0	4,2%	1,6%
Итого Африка	388,5	399,1	2,7%	8,9%
Китай	189,1	191,0	1,0%	4,3%
Индия	39,5	37,5	-5,1%	0,8%
Индонезия	39,5	38,2	-3,3%	0,9%
Малазия	31,5	29,8	-5,3%	0,7%
Прочие	62,0	65,3	5,3%	1,5%
Итого Азиатско-тихоокеанский регион	361,6	361,8	0,1%	8,1%
Итого Мир	4 474,1	4 484,5	0,2%	100,0%

Источник: Статистический обзор ВР 2019

По итогам 2019 года Казахстан продолжает занимать 12 место в мире по запасам нефти и 13 место по добыче нефти. Среди стран СНГ государство является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь Российской Федерации. По состоянию на 31 декабря 2019 года общий объем доказанных запасов страны составил 3.9 тыс. млн. тонн, что составляет 1.7% мировых запасов нефти¹. Около 70% ресурсов сосредоточено в западных областях страны. На территории Казахстана расположено 200 месторождений нефти и газа.

По итогам 2019 года добыча нефти в Казахстане составила 91.4 млн. тонн, в целом, на уровне 2018 года. Порядка 60% добычи нефти страны приходится на три наиболее крупных месторождения: Кашаган, Тенгиз и Карачаганак. По прогнозам Министерства энергетики РК в 2020 году планируется добыть 85,2 млн. тонн нефти. Снижение в ожидаемых объемах в 2020 году по сравнению с 2019 годом обусловлено исполнением Республикой Казахстан своих обязательств совместно с ОПЕК в рамках соглашения по коллективному сокращению добычи нефти.

¹ По данным статистического обзора ВР по итогам 2019 года.

Мировые доказанные запасы нефти

	На конец 2018 (тыс. млн. бар.)	На конец 2019 (тыс. млн. бар.)	На конец 2019 (тыс. млн. тонн)	Доля, %
Канада	170,8	169,7	27,3	9,8%
США	68,9	68,9	8,2	4,0%
Мексика	5,8	5,8	0,8	0,3%
Итого Северная Америка	245,5	244,4	36,3	14,1%
Венесуэла	303,8	303,8	48,0	17,5%
Бразилия	13,4	12,7	1,8	0,7%
Прочие	8,3	7,6	1,0	0,4%
Итого Южн. и Центр. Америка	325,5	324,1	50,9	18,7%
Норвегия	8,6	8,5	1,1	0,5%
Великобритания	2,7	2,7	0,4	0,2%
Прочая Европа	3,2	3,2	0,5	0,2%
Итого Европа	14,5	14,4	1,9	0,8%
Российская Федерация	107,2	107,2	14,7	6,2%
Казахстан	30,0	30,0	3,9	1,7%
Азербайджан	7,0	7,0	1,0	0,4%
Прочие	1,5	1,5	0,2	0,1%
Итого СНГ	145,7	145,7	19,8	8,4%
Саудовская Аравия	297,7	297,6	40,9	17,2%
Иран	155,6	155,6	21,4	9,0%
Ирак	145,0	145,0	19,6	8,4%
Кувейт	101,5	101,5	14,0	5,9%
ОАЭ	97,8	97,8	13,0	5,6%
Катар	25,2	25,2	2,6	1,5%
Прочие	11,1	11,1	1,5	0,6%
Итого Ближний Восток	833,9	833,8	112,9	48,1%
Либия	48,4	48,4	6,3	2,8%
Нигерия	37,0	37,0	5,0	2,1%
Алжир	12,2	12,2	1,5	0,7%
Прочие	27,2	28,2	3,8	1,6%
Итого Африка	124,7	125,7	16,6	7,3%
Китай	26,2	26,2	3,6	1,5%
Индия	4,5	4,7	0,6	0,3%
Прочие	17,2	14,8	1,9	0,9%
Итого Азиатско-тихоокеанский регион	47,9	45,7	6,1	2,6%
Итого Мир	1 737,8	1 733,8	244,5	100,0%

Источник: Статистический обзор ВР 2019

Природный газ

Потребление природного газа в 2019 году увеличилось на 2% или 78 млрд. куб. м (2018 год: 5,3% или 195 млрд. куб. м). Несмотря на замедление темпов роста потребления доля газа в первичных энергоресурсах достигла рекордных 24.2%. Рост потребления был обусловлен США (27 млрд. куб. м) и Китаем (24 млрд. куб. м), при этом снижение было отмечено в РФ (10 млрд. куб. м) и Японии (8 млрд. куб. м). Увеличение потребления природного газа было в значительной степени обусловлено осуществлением экологических политик и программ по переходу к использованию газа вместо угля для улучшения качества местного воздуха, в частности, в КНР, а также устойчивым ростом промышленной активности в первой половине года.

Глобальная добыча природного газа увеличилась на 3.4% или 132 млрд. куб. м (2018 год: на 5.2% или 131 млрд. куб. м). Почти 2/3 данного увеличения пришлось на США (85 млрд. куб. м). Существенный рост добычи также показала Австралия (23 млрд. куб. м) и КНР (16 млрд. куб. м).

Объем добычи природного газа в Казахстане в 2019 году снизился на 2,2% и составил 23.4 млрд. куб. м (2018 год: 23.9 млрд. куб. м), доля страны в мировой добыче газа составила 0.6% (2018 год: 0.6%).

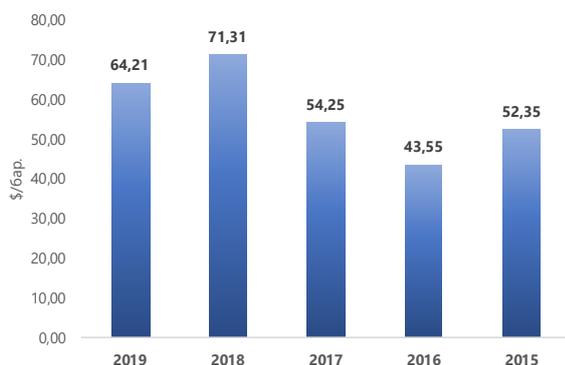
Цена на нефть

Во втором полугодии 2014 года мировые цены со 110 долларов США за баррель опустились ниже 50 долларов США за баррель. Снижение цены было вызвано падением спроса на топливо в главных странах-потребителях, США и Китае. При этом возникло избыточное предложение из-за высоких уровней добычи нефти в США (в первую очередь – сланцевой) и сохранением высоких объемов экспорта из Саудовской Аравии. Также в конце августа 2014 года после годового перерыва возобновились поставки нефти из Ливии.

В течение первого полугодия 2015 года наблюдалось временное восстановление котировок, и цена на нефть марки Brent составила в среднем 55-60 долларов за баррель. Нефтяные котировки возобновили падение во втором полугодии 2015 года и колебались в коридоре 45-48 долларов США за баррель. Это было вызвано кризисом на фондовом рынке в Китае, планами Ирана по увеличению экспорта нефти после снятия санкций и данными о том, что в США продолжают вводить в строй новые добывающие мощности.

21 января 2016 года рыночная цена на нефть упала до рекордной с начала 2000-х годов отметки – 27,5 долларов США за баррель. С февраля 2016 года начался постепенный рост нефтяных котировок, который был обусловлен договоренностями между ОПЕК и другими нефтедобывающими странами о снижении объема добычи и стабилизации цен.

В течение 2017 и 2018 годов средняя цена на нефть марки Brent была стабилизирована на основании достигнутых договоренностей между нефтедобывающими странами. Среднегодовая цена на нефть марки Brent в 2019 году составила 64,21 доллара за баррель, снизившись на 10% по сравнению с 2018 годом.



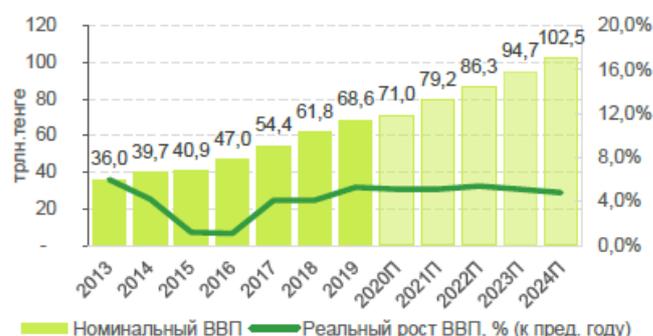
Основные экономические показатели Казахстана

За период с 2013 года по 2019 год объем ВВП Казахстана в тенговом выражении вырос с 36 трлн.тг до 68,6 трлн.тг, при этом в долларовом выражении наблюдается отрицательная динамика роста, из-за резкого изменения обменного курса тенге по отношению к основным мировым валютам в 2016 и 2018 годах (в частности, курс тенге снизился с 340,01 тенге за 1 доллар США в 2015 году до 333,29 – в 2016; 332,33 – в 2017 году, 384,2 – в 2018 году). В 2019 году ВВП Казахстана было выражено в 68,6 трлн. тг. Сравнительно невысокие показатели ВВП в долларовом эквиваленте по 2018 года стали, в числе прочего, также результатом дальнейшего ослабления национальной экономики.

Структура ВВП за рассматриваемый период не претерпела каких-либо существенных изменений и, как показывают результаты за 2019 г., ключевыми отраслями экономики страны по-прежнему являются промышленность (27% от ВВП) и торговля (17% ВВП), которые составляют порядка 44% в структуре ВВП. При этом структура промышленности выглядит следующим образом: горнодобывающая (главным образом добыча сырой нефти и газа) и обрабатывающая (главным образом металлургия) промышленности занимают 53% и 41%, соответственно.

При рассмотрении общей тенденции динамики ВВП, можно наблюдать некоторое снижение доли промышленности в структуре ВВП за последние 9 лет с 33% от ВВП в 2010 году до 27% в 2019 году, что главным образом является результатом снижения цен на основные экспортируемые товары в Казахстане.

год	ВВП, трл. тенге	ВВП, млрд. долларов США	Рост реального ВВП, %	Рост потребительских цен, %	Рост физического объема промышленной продукции, %	Средний курс доллара к тенге
2014	39,7	221,4	4,2%	7,4%	0,3%	179,19
2015	40,9	184,4	1,2%	13,6%	-1,6%	221,73
2016	47,0	137,3	1,1%	8,5%	-1,1%	342,16
2017	53,1	162,9	4,0%	7,1%	7,1%	326,00
2018	59,6	172,9	4,1%	5,3%	4,1%	344,77
2019	68,9	180,0	4,5%	5,4%	3,8%	382,75

Динамика роста ВВП РК (факт и прогноз 2013-2024 гг.)²

² Источник: Комитет по статистике МНЭ РК (факт), S&P Global Market Intelligence (прогноз).

Рейтинги Республики Казахстан

По последним данным рейтинги Казахстана, присвоенные международными рейтинговыми агентствами, выглядят следующим образом:

- Fitch Ratings: долгосрочные рейтинги дефолта эмитента (РДЭ) в национальной и иностранной валютах - на уровне BВВ, краткосрочный РДЭ в иностранной и национальной валюте – на уровне «F2» (по состоянию на 24.02.2020 г).
- S&P: долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах - "BВВ-", также краткосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах - "А-3" (по состоянию на 27.03.2020 г.).
- Moody's – рейтинг эмитента Ваа3 в иностранной и национальных валютах (по состоянию на 12.02.2020 г.). Агентство Moody's изменило прогноз по банковской системе Казахстана со «стабильного» на «негативный» (7 апреля 2020).

Инфляция

Изменение индекса цен промышленной продукции в 2014–2019 гг. характеризовалось значительной волатильностью. Наблюдался продолжительный спад до уровня - 6,2% в 2018 г. вслед за ним – рост до 0,5% в 2019 г. Произошло замедление темпа роста отраслей реального сектора экономики Казахстана из-за снижения цен на нефть и металлов на мировом рынке, а также снижения спроса на основные Казахстанские экспортные сырьевые товары, что отразилось и на сфере услуг. В 2019 г. наблюдается ощутимый рост цен на промышленную продукцию после сильного спада в период с 2016 по 2018 гг. Согласно прогнозам аналитиков, S&P Global Market Intelligence за период с 2020–2024 гг., уровень инфляции промышленной продукции прогнозируется на уровне 2,1% - 8,4%. Индекс цен промышленной продукции на 2019 год составлял 0,5%, тогда как индекс потребительских цен был 5,4%. Индекс цен на потребительские товары за период с 2014 по 2019 года оставался в пределах 5,3% - 13,6% годовых.



В 2019 года индекс потребительских цен составил 5,4%, тогда как индекс цен промышленной продукции – 0,5%. В 2015 году был зафиксирован наиболее высокий уровень инфляции, который составил 13,6%. Согласно прогнозам аналитиков, S&P Global Market Intelligence за период с 2020–2024 годы индекс потребительских цен прогнозируется на уровне 4,8% - 5,1%. - Совокупный темп годового роста индекса потребительских цен может составить - 2%, тогда как совокупный темп годового роста индекса цен промышленной продукции - 41%.

Торговый баланс

Как показывают данные по статистике экспорта, на снижение ВВП повлияло, кроме всего прочего, снижение экспорта топливно-энергетических товаров, которые являются основным экспортным товаром страны. Так, за период с 2014 года по 2019 год общий объем экспорта поднялся с 14 трлн. тенге до 22 трлн. тенге – в 2019 году. За 2019 г. в объем импорта в страну составил - 15 трлн. тенге.

За 2014 год экспорт составил 14 трлн.тг, импорт – 7 трлн.тг. В 2015 году экспорт составил 10 трлн.тг, импорт – 7 трлн.тг, показав относительно резкое снижение торгового оборота по сравнению с предыдущими годами. За 2019 год экспорт составил 22 трлн.тг, импорт – 15 трлн.тг. За 2019 год внешнеторговый оборот составил 37 трлн.тг. В целом, с 2014 года по 2019 года торговый баланс оставался положительным. По прогнозам аналитиков, S&P Global Market Intelligence, в 2020–2024 гг. совокупный темп годового роста объема экспорта может составить 9%, тогда как совокупный темп годового роста объема импорта – 8%.

Структура экспорта РК, 2019 г.³



Структура импорта, РК 2019 г.



³ Источник: Комитет по статистике МНЭ РК

В 2019 году доля экспорта минеральных продуктов в общем объеме экспорта увеличилась с 69% в 2018 году до 73%, доли прочих категорий экспорта остались без значительных изменений: металлы и изделия из них – 13%, химическая продукция – 5%, продовольственные товары – 6%, машины и оборудования – 2%.

В 2019 году структура импорта не потерпела каких-либо значимых изменений и доминирующими категориями импорта все также остаются машины и оборудование (44% от импорта, против 40% в 2018 году), химическая продукция (14%, против 16% в 2018 году) и недрагоценные металлы (12%, против 13% в 2018 году).

Опережающий рост объема экспорта над импортом, а также значительный рост экспортных цен по сравнению с импортными ценами, говорит об улучшении внешнеторговой конъюнктуры для Казахстана, что заметно улучшает платежный баланс страны.

Иностранные инвестиции

Валовый приток прямых иностранных инвестиций за период с 2010 по 2012 год постепенно увеличивался в объеме, но уже с 2013 года начал падение и по итогам 2015 года упал ниже уровня 2010 года. В то же время чистый приток прямых инвестиций в 2010-2015 годах был положительным, но снижался ежегодно и по итогам 2015 года составил 14,8 млрд. долл. США, показав падение более чем в 2 раза относительно показателя 2010 года. За 2018 год чистый приток прямых инвестиций составил 3,8 млрд. долл. США, при этом валовый приток прямых иностранных инвестиций составил 24,3 млрд. долл. США. За 2019 год валовой приток прямых иностранных инвестиций составил 24,1 млрд. долл. США, в то время как чистый приток прямых инвестиций составил 3,1 млрд. долл. США. Распределение прямых иностранных инвестиций по отраслям за 2019 г. выглядит следующим образом: горнодобывающая (в основном, добычи нефти и газа) и обрабатывающая промышленность занимают 56% и 14% соответственно.

Структура прямых иностранных инвестиций по секторам, 2019 г.⁴



⁴ Национальный Банк РК.

Обменный курс

Официальной валютой Республики Казахстан является тенге. На протяжении 2004-2008 гг. национальная валюта имела тенденцию к укреплению по отношению к доллару США. По данным Национального Банка РК, на протяжении этого периода тенге укрепился со 136 до 120,3 тенге за доллар США в 2004 и 2008 году, соответственно.

В феврале 2009 г. в целях сохранения уровня золотовалютных резервов и поддержания конкурентоспособности отечественных производителей, Национальный Банк РК произвел девальвацию тенге на 25% и установил коридор обменного курса на уровне 150+/-5 тенге за доллар США. В итоге средний курс доллара США составил 147,5 тенге в 2009 году.

В феврале 2010 г. Национальный Банк РК расширил коридор обменного курса долларов США до уровня 127,5-165 тенге на период с 5 февраля 2010 г. по 20 марта 2011 г.

В 2011 г. на фоне растущих цен на сырье тенге укрепил свои позиции, и подорожал по отношению к долл. США и евро. Средний обменный курс к долл. США в 2011 г. составил 146,62 тенге, к евро – 204,22 тенге. В 2012 г. коридор обменного курса колебался в пределах 147,5 – 150,86 тенге за доллар, ослабев в номинальном выражении на 1,6%. Средний обменный курс к долл. США в 2012 г. составил 149,11 тенге, евро – 191,67 тенге.

За период с января 2014 года по 2019 год национальная валюта ослабла практически ко всем основным валютам. Средний обменный курс к долл. США в 2014 г. составил 179,12 тенге, евро – 238,03 тенге. В августе 2015 г. Национальный Банк Казахстана ослабил валюту, отпустив в свободное плавание. Среднегодовой курс доллара США в 2015 году составил 222,25 тенге, за 2016 год – 341,13 тенге и соответственно 326,08 за 2017 год. Средний обменный курс к долл. США за 2018 год составил 344,90 тенге и за 2019 год – 382,87 тенге.

В 2018 г. резервы и активы Национального Фонда РК уменьшились на 0,43% по сравнению с 2017 годом и составили 30,1 млрд. долл. США на 1 мая 2019 года. На 1 января 2020 года данный показатель составил 28,85 млрд. долл. США.

Государственное регулирование отрасли

Правовые отношения по вопросам проведения разведки, добычи нефти, оценки недр регулируются на основе двух законодательных актов: Закон РК «О недрах и недропользовании» и Законе РК «О нефти». Закон РК «О нефти» регулирует отношения, возникающие при проведении нефтяных операций на территории, находящейся под юрисдикцией РК, в том числе на море и во внутренних водоемах.

Правообладателем нефти, находящейся в естественном залегании в недрах страны, является Республика Казахстан. Собственник нефти, поднятой на поверхность, определяется контрактом. Следует отметить, что запасы нефти на месторождениях и уровень извлечения нефти подлежат обязательной государственной экспертизе и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых РК.

Нефтедобывающая деятельность регламентирована нормами законодательства РК, требованиями и правилами в отношении недропользования, а также международными конвенциями. Проводимые работы по геологическому и техническому исследованию недр, разведке и добыче нефти подлежат обязательному лицензированию и аккредитации уполномоченными государственными органами. Процедура передачи нефтяных месторождений иностранным инвесторам проходит под контролем государственных органов. Согласно требованиям законодательства РК «О недрах и недропользовании», учитывается первостепенное право перехода отчуждаемых месторождений, находящихся на территории РК, в пользу государства. Передача прав на недропользование проводится под управлением Межведомственной комиссии.

Казахстанская практика налогообложения компаний нефтедобывающего сектора предусматривает следующие платежи недропользователей:

- подписной бонус;
- бонус коммерческого обнаружения;
- платеж по возмещению исторических трат;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- налог на сверхприбыль.

Доходы недропользователей-нерезидентов, осуществляющих свою деятельность на территории Республики Казахстан, дополнительно облагаются налогами у источника выплаты в соответствии с Налоговым кодексом РК.

Если нефть реализуется на экспорт, компаниям-экспортерам необходимо оплатить таможенную пошлину на экспорт и рентный налог. С марта 2015 года ставка ЭТП была снижена с 80 долларов за тонну до 60 долларов за тонну.

Министерство национальной экономики РК своим приказом № 18 от 20 января 2016 года внесло изменения в приказ от 27 мая 2015 года № 405 «Об утверждении Перечня товаров, в отношении которых применяются вывозные таможенные пошлины, размер ставок и срок их действия», в связи с чем с 1 января 2016 года ставка ЭТП была снижена с 60 долларов за тонну до 35 долларов за тонну. В ответ на восстановление цен на нефть в 2017 году ставка ЭТП была пересмотрена в сторону увеличения и составила 50 долларов за тонну.

В феврале 2016 года Министерство Национальной Экономики Республики Казахстан ввело прогрессивную шкалу экспортных таможенных пошлин на сырую нефть. По данному режиму экспортные таможенные пошлины рассчитываются по средней рыночной цене сырой нефти, сложившейся на мировых рынках нефтяного сырья на нефть марки BRENT и URALS. По шкале на нефть, при мировых ценах ниже 25 долларов за баррель ставка ЭТП равняется 0, при мировой цене на нефть выше 25 долларов за баррель ставка ЭТП определяется в соответствии со шкалой.

Конкурентная среда

В связи с тем, что нефть является одним из наиболее важных рыночных товаров, ценообразование на мировом рынке нефти отражает скорее тенденции во всей мировой экономике, а не формируется за счет конкуренции отдельных компаний. Значительное влияние на цены на нефть имеют также геополитические события.

Транспортировка сырой нефти Группы осуществляется по системе магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл», все экспортные поставки осуществляются через российскую систему магистрального нефтепровода компании ОАО «Транснефть». Экспортные поставки в 2019 году осуществлялись в направлении портов Новороссийска и Усть-Луга и составили 622,947 тонн (2018 год: 601,919 тонн). Общий объем экспортной продукции в сравнении 2018 годом увеличился на 3%.

Согласно контракту на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года, Компания обязуется поставлять не менее 20% нефти от добычи на внутренний рынок. В 2019 году поставки на внутренний рынок составили 277,500 тонн, или 31% (2018 год: 257,000 тонн или 30%) от общих реализованных объемов.

Направления отгрузок

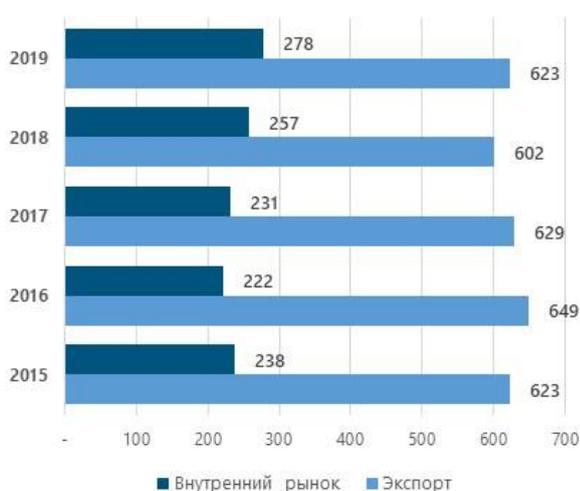
тонн	2019	2018
Порт Новороссийск	488 768	434,083
Порт Усть-Луга	134 179	167,836
Атырауский НПЗ	277 500	257,000
	900 447	858,919

Доля рынка, маркетинг и продажи

Рынки сбыта нефти и ценообразование

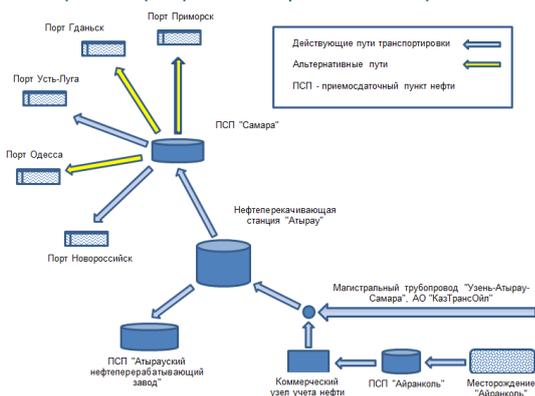
В 2019 году Группа продолжила осуществлять экспортные продажи нефти через компанию Vitol Central Asia S.A. В июне 2019 года Компания создала 100% дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг», через которое с августа 2019 года Группа начала осуществлять поставку сырой нефти на АНПЗ с дальнейшей переработкой. Соответственно, до августа 2019 года и в течение 2018 года Группа осуществляла реализацию нефти внутри страны компании ТОО «Petroleum Operating».

Реализация нефти (тыс. тонн)



Все продажи Группы основываются на рыночном принципе ценообразования. Так, цена на нефть по договору при поставке на условиях FOB – порты Черного или Балтийского морей определяется в долларах США за 1 баррель США, как средняя из средних котировок на нефть марки Brent (Dated) или Urals (RCMB), публикуемая в Platt's Crude Oil Marketwire под заголовками «Key benchmarks (\$/barrel)» и «Russian Urals/ESPO spot assessments (\$/barrel)», соответственно, за пять котировочных дней, непосредственно следующих за датой коносамента, минус дифференциал, размер которого согласовывается обеими сторонами для каждой поставляемой партии.

Схема транспортировки нефти на экспорт



Предложенная покупателем цена нефти на внутреннем рынке предварительно сравнивается с ценами информационного агентства «Argus Media» в издании «Argus Caspian Market».

Одним из основных финансовых показателей производителей нефти является нетбэк, рассчитываемый как доходы от продажи нефти минус расходы, связанные с ее доставкой на соответствующий рынок. Показатели нетбэк за 2015 – 2019 годы приведены в таблице ниже.

доллар США / баррель	2019	2018	2017	2016	2015
Экспорт					
Мировые цены на Brent	64,2	71,3	54,3	43,5	52,4
Реализованный дисконт	(3,1)	(5,2)	(0,6)	(4,2)	(2,4)
Цена	61,1	66,1	53,7	39,3	50,0
Транспортные и маркетинговые расходы	(12,8)	(13,8)	(11,9)	(9,7)	(13,5)
Нетбэк – экспорт	48,3	52,3	41,8	29,6	36,5
Внутренний рынок					
Цена	20,5	19,6	13,9	10,9	10,0
Транспортные и маркетинговые расходы	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,3)
Нетбэк – внутренний рынок	20,3	19,4	13,7	10,7	9,7

Информация о продукции, сбытовая и ценовая политика

На месторождении Айранколь добыча нефти проводится с меловых и юрских горизонтов Западного и Восточного сводов.

Пластовая нефть нижнемеловых продуктивных коллекторов месторождения Айранколь тяжелая, высокосмолистая, низкосернистая, высоковязкая. Юрские нефти легкие, маловязкие с умеренными значениями газосодержания. Результаты анализа нефти из юрского коллектора показывают, что плотность нефти по шкале API лежит в интервале от 33° до 49°, а газонефтяной фактор – от 57 до 296 ст. куб. футов/баррель товарной нефти.

В разрезе месторождения выявлены только нефтяные горизонты, не содержащие газовых шапок. Изучены состав и свойства газа, выделившегося из нефти при однократном разгазировании и отобранного на устье скважин только в юрских горизонтах, т.к. в меловых горизонтах газосодержание отсутствует.

По компонентному составу газ всех горизонтов относится к метановым, горючим. В пределах восточного свода с глубиной содержание метана уменьшается и возрастает доля этана и пропана. Сероводород отсутствует.

Отгрузка нефти на экспорт производится на условиях FOB Новороссийск, FOB Усть-Луга.

Экспортная цена реализации определяется на основании рыночной цены на нефть марки Brent, за минусом реализованного дисконта.

Стратегия деловой активности⁵

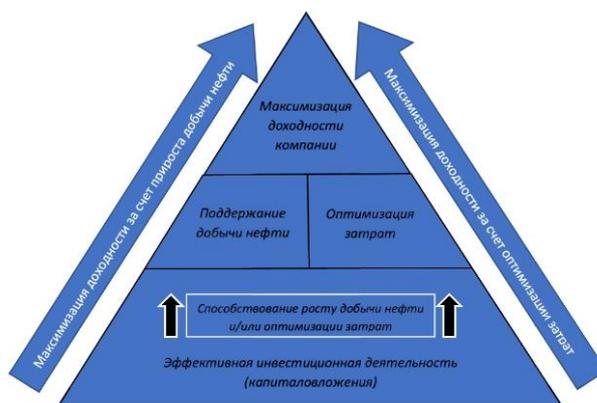
SWOT анализ

Внутренние факторы	
Сильные стороны (+)	Слабые стороны (-)
<ul style="list-style-type: none"> Низкий уровень истощаемости месторождения; Сильная материально-техническая база; Квалифицированный управленческий персонал; Низкая точка безубыточности; Низкий уровень технологических потерь и потерь при транспортировке. 	<ul style="list-style-type: none"> Отдаленные рынки сбыта и, как результат, высокие расходы, связанные с транспортировкой.
Внешние факторы	
Возможности (+)	Угрозы (-)
<ul style="list-style-type: none"> Существенные запасы нефти на месторождении с потенциалом для дальнейшего расширения за счет геолого-технических мероприятий и новых технологий; Проведение дополнительных разведочных работ; Рост объемов добычи путем эффективного финансирования капитальных вложений. 	<ul style="list-style-type: none"> Снижение мировых цен на нефть; Неблагоприятные изменения в законодательстве; Природные катаклизмы, способные повлечь остановку производства, а также финансовые и репутационные потери; Возрастающая конкуренция внутри республики с иностранными компаниями за доступ к активам и ресурсам; Усиливающиеся мировые тенденции по поиску альтернативных источников энергии («зеленая энергетика»).

Операционная стратегия

В рамках обеспечения максимальной эффективности операционной деятельности, ориентированной на конкретные результаты с предсказуемыми значениями, Группа руководствуется сценарием операционного развития с учетом имеющихся преимуществ для их максимально эффективной реализации, а также препятствующих зон (с разработкой инструментов/мер по минимизации слабых сторон и угроз при реализации операционных приоритетов Группы).

В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:



⁵ Заявления в данном разделе могут носить прогнозный характер. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределенностью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не

осуществятся. Необходимо иметь в виду, что под влиянием целого ряда существенных обстоятельств фактические результаты могут значительно отличаться от плановых и целевых показателей, ожидаемых результатов, оценок и намерений, содержащихся в прогнозных заявлениях.

Максимизация доходности

Максимизация доходности является основной операционной целью деятельности Группы, достижение которой планируется обеспечить путем синергии трех основных составляющих. В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:

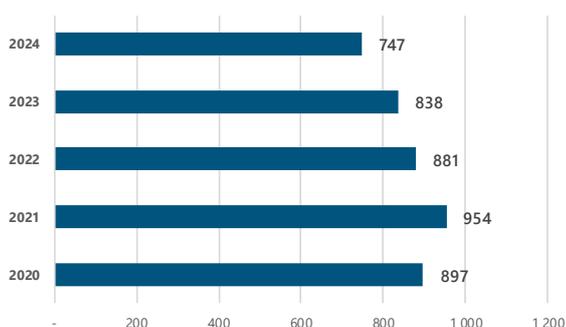
- поддержание добычи нефти,
- оптимизация затрат, и
- эффективная инвестиционная деятельность.

Поддержание уровня добычи нефти

Обеспечение устойчивого уровня объемов добычи нефти является одной из основных целей операционной стратегии в рамках обеспечения синергии, направленной на максимизацию прибыли Группы. Группа намерена поддерживать стабильный объем добычи за счет низкой истощенности месторождения и оптимальной материально-технической базы.

В соответствии с прогнозами ожидается, что в последующие 3 года уровень добычи составит порядка 900-950 тыс. тонн нефти в год при относительно незначительном снижении к 2024 году в связи с нормальными процессами постепенного истощения запасов в рамках работ по разработке и добыче на месторождении Айранколь. Добыча в 2020 году ожидается на уровне 2019 года (приблизительно 900 тыс. тонн).

Прогноз объемов добычи на 2020 - 2024 годы (тыс. тонн)



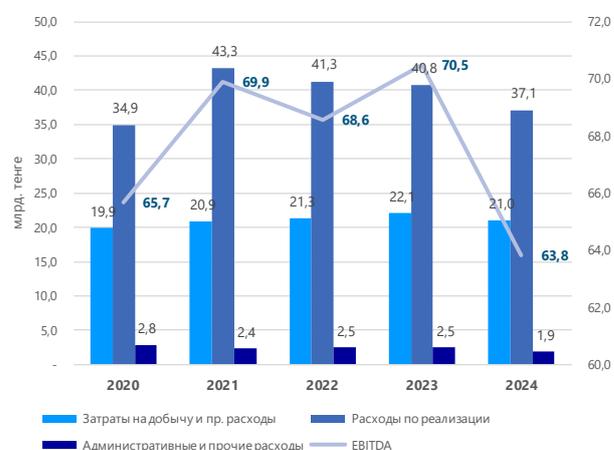
Оптимизация затрат

Учитывая то, что основным приоритетом Группы является увеличение прибыли, в котором немаловажную роль играет эффективность контроля над затратами, Группа рассматривает различные сценарии оптимизации затрат. Таким образом, на этапах разработки рабочей программы и бюджета, особое внимание уделяется рентабельности добычи при соответствующем эквивалентном уровне затрат. В соответствии с анализом вышеуказанных сценариев был разработан оптимальный сценарий, позволяющий оптимизировать ожидаемую рентабельность.

Группа обновила 5-ти летний план с учетом изменения рыночных условий по годам, в том числе цен на нефть (до 60-65 долларов США за баррель), возможных колебаний обменного курса тенге к доллару США (от 390 до 445 тенге / доллар США), и обновления планируемого объема добычи и реализации нефти. Плановые затраты на добычу и прочие производственные расходы прогнозируются на относительно неизменном уровне и составят порядка 20-22 млрд. тенге ежегодно. Основное увеличение в общих затратах приходится на расходы по реализации. Это обусловлено тем, что расходы по реализации включает в себя расходы по рентному налогу и экспортной таможенной пошлине, которые совместно составляют до 77% доли в общих расходах по реализации и зависят от цены на нефть и объема экспорта.

Ожидается, что плановая EBITDA маржа составит порядка 50%-55% ежегодно. Наибольшее значение EBITDA планируется достичь в 2021-2023 гг. с учетом обеспечения стабильно высоких объемов добычи нефти, ожидаемой экономии от объема (за счет ввода в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин) и предпринимаемых мер по оптимизации производства и повышению его эффективности.

Прогнозные операционные затраты на период 2020 – 2024 гг.

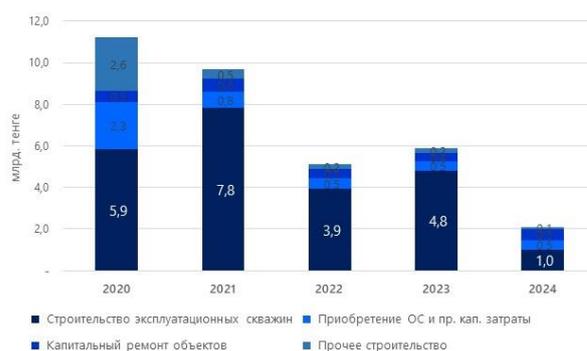


Инвестиционная деятельность

Реализация инвестиционной деятельности (в частности, капитальных вложений) обеспечит развитие технологического уровня производства, способствующего достижению ключевых приоритетов Группы в рамках роста добычи нефти и/или оптимизации затрат, и, как следствие, максимизации прибыли. Поддержание плановых объемов добычи обусловлено необходимостью капитальных вложений для совершенствования технологического уровня производства. Ключевым моментом в обеспечении эффективности капитальных вложений является их целесообразное обоснование, а также последующий контроль и мониторинг своевременного освоения и обеспечения предсказуемости возврата инвестиций.

Прогноз предполагает, что общие капитальные расходы Группы в течение последующих 2-х лет составят порядка 10-11 млрд. тенге с учетом продолжения работ по модернизации производственного оборудования и дальнейшего ввода в действие эксплуатационных скважин. В 2020 и 2021 годах Группа планирует пробурить порядка 18 и 23 эксплуатационных скважин, соответственно. В последующие годы ожидается снижение в количестве бурения добывающих скважин. Соответственно, капитальные расходы ожидаемо снизятся и составят в среднем, 5,5 млрд. тенге ежегодно в 2022 и 2023 годах и 2,1 млрд. тенге – в 2024 году.

Прогноз капитальных затрат на период 2020 – 2024 гг.



Ключевые показатели деятельности (KPI)

Производственные показатели

тонн	2019 факт	2019 план	откл., тонн	откл., %
Добыча нефти	900 015	881 124	18 891	2%
Реализация нефти, включая:				
Экспорт нефти	622 947	605 353	17 594	3%
Внутренние продажи	277 500	273 500	4 000	1%
Итого реализация нефти	900 447	878 853	21 594	2%

Достигнув пиковой производительности по добыче нефти в 2016 году, Группа продолжает добиваться поставленных целей в отношении обеспечения стабильного объема добычи и реализации третий год подряд. 2019 год не стал исключением. Группа превысила ожидаемый плановый показатель объема добычи и отгрузки нефти на 2%. В течение 2020 года также ожидается добыть порядка 900 тыс. тонн нефти

Финансовые показатели

тыс. тенге	2019 факт	2019 план	откл.	откл. %
EBITDA	67 025 897	67 231 128	(205 231)	0%
EBITDA маржа	53%	54%	-1%	-2%
Прибыль до налогообложения	64 688 695	55 659 485	9 029 210	16%
Чистая прибыль	42 010 973	32 218 188	9 792 785	30%
Маржа чистой прибыли	33%	26%	7%	28%

Фактический показатель EBITDA на уровне планируемого за счет следующего:

- увеличение в объеме реализации на 2%;
- снижение в лифтинг затратах на 31% или 1,563,015 тыс. тенге в результате уменьшения расходов на материалы и снижение планируемых обязательств по НИОКР в связи с переходом на новый типовой контракт с 2020 года;
- по итогам 2019 года Группа получила чистый доход от курсовой разницы в размере 764,136 тыс. тенге. Доходы (расходы) по курсовой разнице не бюджетированы.

Чистая прибыль в 2019 г., за исключением неденежных статей, отраженных в составе финансовых доходов и расходов, на уровне плановых значений.

Сравнительный анализ фактических результатов деятельности

Анализ финансовых результатов основан на консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

тыс. тенге	2019	2018
Выручка	126,723,915	111,223,695
Себестоимость реализованной продукции	(23,430,048)	(18,509,854)
Валовая прибыль	103,293,867	92,713,841
Расходы по реализации	(39,393,295)	(37,970,993)
Общие и административные расходы	(2,854,865)	(1,768,188)
Финансовые доходы	9,052,280	2,695,681
Финансовые расходы	(5,911,172)	(17,412,033)
Убыток от курсовой разницы, нетто	764,136	(1,891,484)
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	-	5,181,187
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	(54,357)	(396,843)
Прочие доходы/(расходы), нетто	(207,899)	142,988
Прибыль до налогообложения	64,688,695	41,294,516
Расходы по налогу на прибыль	(22,677,722)	(19,817,888)
Чистая прибыль и итого совокупный доход за год	42,010,973	21,476,628
ЕБИТДА	67,025,897	57,560,470

Маржа валовой прибыли продолжает оставаться на относительно неизменном уровне (82%-83%) на протяжении последних четырех лет. В абсолютном значении в 2019 году валовая прибыль Группы по сравнению с 2018 годом увеличилась на 10,580,026 тыс. тенге, в основном, в ответ на рост в выручке.

Показатель EBITDA маржи также продолжает оставаться на высоком уровне и в 2019 году составил 52% (2018 год: 53%). В абсолютном выражении в 2019 году рост EBITDA на 16% или 9,465,427 тыс. тенге был обеспечен ростом валовой прибыли Группы на 11%, при увеличении расходов по реализации на 4% или 1,422,302 тыс. тенге в ответ на увеличение объема реализации и с учетом увеличения в административных расходах на 61% или 1,086,677 тыс. тенге.

Неденежные расходы Группы отражены в составе финансовых доходов и расходов, а также как отдельные строки в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, и включают в себя, в основном, корректировки, связанные с отражением займов выданных по справедливой стоимости при их первоначальном признании и последующей амортизации дисконта, а также оценку резервов по ожидаемым кредитным убыткам по финансовым активам в соответствии с требованиями МСФО. Данные статьи расходов и доходов не учитываются при расчете EBITDA.

Расходы по налогу на прибыль увеличились на 14% или 2,859,834 тыс. тенге, в основном, в ответ на увеличение объемов отгрузки при снижении средней мировой цены на нефть на 10% и средней цены реализации экспортной нефти на 8%.

Выручка

тыс. тенге

Экспортные продажи сырой нефти
 Внутренние продажи нефтепродуктов
 Внутренние продажи сырой нефти
 Экспортные продажи нефтепродуктов

	2019	2018
Экспортные продажи сырой нефти	104,735,188	98,761,315
Внутренние продажи нефтепродуктов	10,272,167	-
Внутренние продажи сырой нефти	8,724,107	12,462,380
Экспортные продажи нефтепродуктов	2,992,453	-
Итого	126,723,915	111,223,695

По итогам 2019 года выручка Группы увеличилась на 14% в сравнении с 2018 годом в результате следующих факторов:

- в 2019 году Группа помимо реализации сырой нефти начала осуществлять продажу нефтепродуктов, реализация которых осуществлялась, в основном, на внутреннем рынке. Доля выручки от реализации нефтепродуктов составила 10% от общей выручки Группы в 2019 году;
- выручка от экспортных продаж сырой нефти увеличилась на 6% в ответ на увеличение объема отгрузки на 3%. При этом средняя цена реализации нефти на экспорт снизилась на 8% и составила 61.1 \$/баррель (2018 год: 66.1 \$/баррель);

- выручка от реализации нефти на внутреннем рынке уменьшилась на 30%, поскольку часть сырой нефти была направлена на переработку для производства нефтепродуктов. Общая выручка от продаж на внутреннем рынке увеличилась на 52% с учетом увеличения в объеме отгрузки на 8% и средней цены реализации на 4% (2019: 20.5 \$/баррель; 2018 год: 19.6 \$/баррель), поскольку реализация нефтепродуктов имеет более высокую добавленную стоимость.

Себестоимость реализованной продукции

тыс. тенге

Налог на добычу полезных ископаемых
 Износ и амортизация
 Услуга по переработке нефти
 Заработная плата и соответствующие налоги
 Прочие налоги
 Товарно-материальные запасы
 Текущий ремонт и техобслуживание
 Корректировка себестоимости опытной добычи нефти
 Изменения в запасах сырой нефти
 Прочие

	2019	2018
Налог на добычу полезных ископаемых	9,561,867	9,075,476
Износ и амортизация	5,423,953	4,814,148
Услуга по переработке нефти	4,529,756	-
Заработная плата и соответствующие налоги	1,783,666	1,551,027
Прочие налоги	921,393	365,110
Товарно-материальные запасы	544,610	447,592
Текущий ремонт и техобслуживание	527,978	736,027
Корректировка себестоимости опытной добычи нефти	-	332,099
Изменения в запасах сырой нефти	(781,659)	202,392
Прочие	918,484	985,983
Итого	23,430,048	18,509,854

В 2019 году увеличение в себестоимости составило 27% в сравнении с 2018 годом, в основном, в результате изменения в следующих видах затрат:

- Налог на добычу полезных ископаемых (далее – «НДПИ»), доля которого в себестоимости составляет 42% (2018 год: 49%), увеличился на 5% в ответ на увеличение объема добычи на 6%;
- Износ и амортизация, доля которых в себестоимости составляет 24% (2018 год: 26%), возросли на 13%, что обусловлено ростом фонда вводимых скважин и активной инвестиционной программой Группы;

- В 2019 году Группа начала переработку нефти для получения нефтепродуктов для последующей реализации. В связи с этим у Группы возникли соответствующие расходы по переработке на сумму 4,519,756 тыс. тенге.

Расходы по реализации

тыс. тенге

	2019	2018
Рентный налог	16,410,316	17,023,513
Таможенные процедуры	14,536,251	13,630,919
Подготовка и транспортировка нефти	7,959,744	6,948,895
Прочие	486,984	367,666
	39,393,295	37,970,993

Общее увеличение в расходах по реализации в 2019 году было незначительным и составило 4% в сравнении с прошлым годом. При этом:

- Расходы по рентному налогу (42% от общих расходов по реализации) снизились на 4% в ответ на снижение экспортной цены на нефть на 8% при увеличении в объеме экспортных отгрузок на 3%;
- Расходы, связанные с таможенными процедурами, доля которых в общих расходах по реализации составляет 37% (2018 год: 36%), увеличились на 7% за счет увеличения объема экспорта и ослабления среднего курса национальной валюты к доллару США на 11%.
- Увеличение в расходах по подготовке и транспортировке нефти на 15% также произошло в ответ на увеличение в объеме экспортных отгрузок.

Общие и административные расходы

тыс. тенге

	2019	2018
Заработная плата и соответствующие налоги	1,392,297	1,267,782
Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы	753,648	18,477
Налоги и прочие платежи в бюджет	198,313	18,633
Консультационные расходы	93,382	85,827
Командировочные и представительские расходы	86,668	74,599
Расходы по аренде	85,070	89,728
Штрафы и пени	6,984	839
Прочее	238,503	212,303
	2,854,865	1,768,188

Увеличение в общих и административных расходах в 2019 году на 1,086,677 тыс. тенге было, в основном, связано с расходами, понесенными Группой в отношении научных исследований и опытно-конструкторских работ.

Финансовые доходы и расходы

тыс. тенге

	2019	2018
Процентные доходы по займам выданным	6,433,940	1,311,887
Амортизация корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	2,463,225	1,337,652
Процентные доходы по банковским депозитам	138,907	32,253
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам	16,208	13,889
Финансовые доходы	9,052,280	2,695,681

тыс. тенге

	2019	2018
Процентные расходы по банковским займам	5,796,629	1,674,562
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановления месторождения	76,907	80,866
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств	37,636	36,188
Убыток от корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	-	15,620,417
Финансовые расходы	5,911,172	17,412,033

Финансовые доходы представляют собой, в основном, процентные доходы по займам, выданным Группой материнской компании и другому предприятию. Увеличение в данных доходах в сравнении с прошлым годом связано с начислением дохода по вознаграждению за полный год, в то время как в прошлом году процентные доходы относились к периоду второго полугодия, когда данные займы были выданы.

Финансовые расходы включают в себя, в основном, расходы по вознаграждениям по займу Группы в рамках кредитной линии, полученной в сентябре 2018 года. Увеличение в процентных расходах связано с начислением банковского вознаграждения за полный 2019 год.

Расходы по налогу на прибыль

тыс. тенге, если не указано иное

Прибыль до налогообложения

Налог на прибыль по установленной ставке 20%

Корректировки с целью учета:

Налога на сверхприбыль

Прочих не вычитаемых расходов

Расходы по налогу на прибыль, включая:

Расходы по текущему налогу на прибыль

Расходы по налогу на сверхприбыль

Расходы/(экономию) по отложенному налогу на прибыль и сверхприбыль

Эффективная налоговая ставка

	2019	2018
Прибыль до налогообложения	64,688,695	41,294,516
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	12,937,739	8,258,903
<i>Корректировки с целью учета:</i>		
Налога на сверхприбыль	9,676,840	10,285,146
Прочих не вычитаемых расходов	63,143	1,273,839
Расходы по налогу на прибыль, включая:	22,677,722	19,817,888
Расходы по текущему налогу на прибыль	12,477,406	11,687,559
Расходы по налогу на сверхприбыль	8,869,605	10,809,208
Расходы/(экономию) по отложенному налогу на прибыль и сверхприбыль	1,330,711	(2,678,879)
Эффективная налоговая ставка	35%	48%

Эффективная налоговая ставка в 2019 году снизилась и составила 35% (2018 год: 48%) в ответ на следующее:

- Увеличение расходов по корпоративному подоходному налогу на 7% в ответ на увеличение доходной составляющей в связи с увеличением объема отгрузки;
- Снижение в расходах на сверхприбыль на 18% в ответ на снижение мировых цен на нефть на 10%.

Анализ финансового состояния

Анализ финансового положения основан на консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Рабочий капитал

тыс. тенге

Текущие активы:

Товарно-материальные запасы
Торговая дебиторская задолженность
Займы выданные
Прочие текущие активы
Денежные средства и их эквиваленты

	2019	2018
Товарно-материальные запасы	1,915,470	942,585
Торговая дебиторская задолженность	10,210,354	7,006,406
Займы выданные	-	17,891,020
Прочие текущие активы	4,654,795	1,663,363
Денежные средства и их эквиваленты	15,994,807	15,655,252
	32,775,426	43,158,626
Текущие обязательства:		
Торговая кредиторская задолженность	2,908,144	353,675
Банковские займы	21,719,848	18,247,900
Налог на прибыль к уплате	10,147,193	11,622,300
Прочие налоги к уплате	3,863,777	4,853,916
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2,538,873	610,328
	41,177,835	35,688,119
ИТОГО РАБОЧИЙ КАПИТАЛ	(8,402,409)	7,470,507

В течение 2019 года существенное изменение в рабочем капитале Группы в сторону уменьшения произошло, в основном, по следующим причинам:

- Уменьшение в краткосрочной части займов выданных ввиду полного погашения займа в размере 17,880,839 тыс. тенге, выданного материнской компании в 2018 году;
- Увеличение в торговой дебиторской задолженности на сумму 3,203,948 тыс. тенге в ответ на увеличение в объеме отгрузки;
- Увеличение в торговой кредиторской задолженности на 2,554,469 тыс. тенге в рамках нормальной операционной деятельности Группы. В 2019 году Группа начала переработку нефти для получения нефтепродуктов. В результате кредиторская задолженность увеличилась с учетом задолженности за услуги переработку;
- Увеличение в краткосрочной части банковских займов в размере 3,471,948 тыс. тенге, которая включает в себя обязательства по основному долгу и процентам, подлежащим погашению в течение 2020 года;
- Увеличение в прочей краткосрочной кредиторской задолженности и начисленных обязательствах на 1,928,545 тыс. тенге, в основном, ввиду увеличения задолженности по компенсации по некондиционной нефти на 987,250 тыс. тенге и авансов полученных за отгрузку нефти и нефтепродуктов на 904,678 тыс. тенге.

Основные средства

тыс. тенге

	2019	2018
Земля, здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	20,283,656	19,846,192
Прочие нефтегазовые активы	1,400,216	1,590,572
Машины и оборудование	4,647,564	4,331,187
Транспортные средства	180,518	220,238
Прочие ОС	82,706	79,768
Итого основные средства	26,594,660	26,067,957
Незавершенное строительство	3,681,404	2,215,345
	30,276,064	28,283,302

Остаточная стоимость основных средств по состоянию на 31 декабря 2019 году составила 26,594,660 тыс. тенге (31 декабря 2018 года: 26,067,957 тыс. тенге). В 2019 году приобретенные и введенные в эксплуатацию основные средства на сумму 6,069,370 тыс. тенге распределились по категориям следующим образом:

- Здания и сооружения для добычи нефти – 4,563,704 тыс. тенге;
- Прочие нефтегазовые активы – 400 тыс. тенге;
- Машины и оборудования – 1,460,941 тыс. тенге;
- Транспортные средства – 7,032 тыс. тенге;
- Прочие основные средства – 37,293 тыс. тенге.

Износ основных средств за период составил 5,436,800 тыс. тенге (2018 год: 4,839,305 тыс. тенге), увеличившись на 12% в сравнении с 2018 годом. Увеличение износа в 2019 году связано с ростом амортизируемой базы основных средств и увеличением уровня объема добычи нефти на 6%, который оказывает влияние на износ нефтегазовых активов, рассчитываемый производственным методом.

Незавершенное строительство включает, в основном, работы по модернизации производственных объектов и строительству эксплуатационных скважин.

Долгосрочные активы и обязательства

тыс. тенге

Долгосрочные активы:

	2019	2018
Основные средства	26,594,660	26,067,957
Незавершенное строительство	3,681,404	2,215,345
Займы выданные	67,950,815	59,736,841
Активы по отложенному налогу	1,278,773	1,818,510
Прочие долгосрочные активы	1,202,946	681,195
	100,708,598	90,519,848

Долгосрочные обязательства:

Обязательство по отложенному налогу	1,213,115	422,141
Банковские займы	57,904,728	87,531,103
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	720,678	854,522
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	496,695	539,692
	60,335,216	89,347,458

Долгосрочные активы

Изменение в долгосрочных активах произошло, в основном, в связи с изменением в балансе займов выданных. Увеличение по данной статье баланса составило 14% или 8,213,974 тыс. тенге, в основном в связи с начислением вознаграждения по займу. Заем подлежит погашению 1 сентября 2021 года.

Долгосрочные обязательства

Уменьшение в долгосрочных обязательствах произошло, в основном, в ответ на уменьшение в остатке задолженности по валютным банковским займам в результате частичного погашения в размере 25,478,894 тыс. тенге (66,7 млн. долларов США). Кредитная линия подлежит погашению в третьем квартале 2023 года.



УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Система управления рисками Группы предназначена для обеспечения четкой идентификации, эффективного управления и постоянного мониторинга рисков. Целью механизма управления рисками Группы является управление рисками в достаточной степени для обеспечения стратегических целей Группы. Система разработана с целью управления рисками, а не с целью полного их устранения, а также для обеспечения достаточной, но не абсолютной степени уверенности в достижении поставленных целей.

Совет Директоров является ответственным за управление рисками и определяет стратегию Группы, проводит оценку рисков, определяет приемлемый уровень риска («риск-аппетит»), а также осуществляет их мониторинг. Соответственно, Совет Директоров является ответственным за установление и поддержание эффективной системы внутреннего контроля. Генеральный директор, а также ключевые сотрудники, подчиненные Генеральному директору, являются ответственными за определение рисков и их управление в рамках своей компетенции. Существующая в Группе Служба внутреннего аудита оказывает содействие руководству Группы посредством регулярного контроля наличия и тестирования операционной эффективности контролей, установленных в Группе.

Риск производственного травматизма	
Возможные последствия	Принимаемые меры
Нефтедобыча является отраслью, сопряженной с рисками в сфере охраны труда. Нарушение правил охраны труда и безопасности может привести к причинению вреда здоровью, а также к срывам производства, финансовым убыткам и нанесению вреда деловой репутации Группы.	<p>Политикой и системой управления рисками Группы предусмотрено применение методов идентификации, мониторинга, контроля и управления рисками в целях обеспечения безопасных условий труда и создания благоприятных условий ведения бизнеса. Для этого:</p> <ul style="list-style-type: none"> • регулярно проводятся обучающие и разъяснительные мероприятия среди работников и подрядчиков; • реализуются программы модернизации устаревшего оборудования; • значительные средства инвестируются в разработку и создание необходимых условий, способствующих усилению охраны труда и технике безопасности; • внедряются новые технологии и средства механизации труда, проводятся мероприятия по повышению промышленной безопасности производственных объектов.
Риск неблагоприятного колебания цен на нефть	
Возможные последствия	Принимаемые меры
Группа подвержена риску волатильности рыночной цены на нефть, что может отрицательно повлиять на текущие или будущие доходы Группы. Группа не использует хеджирование готовой продукции с целью ограничения влияния колебаний цен на нефть.	Группа управляет товарно-ценовым риском путем проведения периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть из-за негативных изменений рыночной конъюнктуры. Группа использует осмотнительный подход к финансовому планированию и оценке инвестиций, учитывающий волатильность цен на нефть. На постоянной основе проводится мониторинг и анализ динамики цен и спроса на нефть и нефтепродукты.

Запасы нефти	
Возможные последствия	Принимаемые меры
Запасы нефти месторождения, которым владеет Группа, оцениваются, главным образом, при помощи метода оценки запасов, сформированного еще во времена бывшего Советского Союза. При оценке запасов полезных ископаемых определены погрешности, которые могут привести к существенным искажениям ресурсной базы.	Группа на ежегодной основе привлекает независимых технических консультантов, в частности, Gaffney, Cline & Associates, для подготовки отчета, по уточненной оценке, запасов, а также с целью выявления возможных ошибок в оценке запасов и используемых технологиях.
Риск несоблюдения условий Контракта на недропользование и налогового законодательства	
Возможные последствия	Принимаемые меры
В Республике Казахстан все природные ресурсы принадлежат государству, и права на недропользование должны обновляться. Законодательные акты, в том числе закон о недропользовании и налоговый кодекс, действуют относительно недавно, и это может приводить к их изменениям и неопределенности толкования, применения и исполнения. Неисполнение положений законодательства может привести к санкциям со стороны уполномоченных органов, штрафам, судебным разбирательствам. Группе также могут быть вменены значительные суммы налогов, или же, суммы налогов, подлежащие возмещению, могут быть не выплачены, как ожидалось. Правительство имеет право приостановить или отменить Контракт на недропользование, если Группа существенно нарушит свои обязательства по Контракту на недропользование.	Группа соблюдает обязательства, указанные в Контракте на недропользование, включая обязательства, указанные в Рабочей программе к Контракту на недропользование. Руководство поддерживает контакты с соответствующими уполномоченными органами, а также обращается за консультациями, чтобы обеспечить исполнение всех требований законодательства и положений контракта на недропользование. Руководство тесно сотрудничает с налоговыми органами, участвуя в рассмотрении предлагаемых поправок в налоговое законодательство.
Кредитный риск и его концентрация	
Возможные последствия	Принимаемые меры
Группа подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток. Кредитный риск Группы в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью. Данные суммы представлены в отчете о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам.	<p>Группа отслеживает уровень задолженности покупателей в соответствии с действующими контрактами на сбыт продукции, не допуская нарушений платежной дисциплины.</p> <p>Группа проводит регулярный мониторинг рыночных цен сравнивая их, в том числе с ценами информационного агентства «Argus Media». Группа также проводит регулярные обзоры рынка с целью идентификации новых покупателей.</p>

Риск негативного воздействия на экологию	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Деятельность Группы связана с использованием токсичных веществ, а добываемые нефть и газ, сами по себе, могут нанести существенный урон окружающей среде и здоровью. Группа руководствуется законодательством и нормативами по охране окружающей среды, которые постоянно обновляются, включая законодательство о решении проблем изменения климата. Неисполнение действующего законодательства может привести к приостановке действия лицензий на ведение деятельности, наложению штрафных санкций или значительных затрат на соблюдение требованиям закона, и отразиться на репутации компании.</p>	<p>Группа соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда, осуществляет мониторинг изменений законодательства в сфере экологии и принимает участие в разработке нового экологического законодательства. В соответствии с требованиями законодательства, Группой разработаны Программа управления отходами, Программа нормативов размещения отходов, Программа производственного экологического контроля окружающей среды, а также План мероприятий по охране окружающей среды.</p>
Валютный риск	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Возможное неблагоприятное изменений финансовых показателей Группы, обусловленное колебаниями валютных курсов.</p> <p>Валютный риск Группы, в основном, связан с торговой дебиторской задолженностью, денежными средствами и займами полученными.</p> <p>Основная часть продаж Группы выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге.</p>	<p>Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена, связанного с торговой дебиторской задолженностью, в любой момент времени ограничена одним месяцем.</p> <p>Группа на постоянной основе осуществляет мониторинг соотношения активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте.</p>
Риск ликвидности	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты.</p>	<p>Позиция ликвидности Группы тщательно контролируется и управляется для недопущения возникновения дефицита. Наряду с мероприятиями по управлению долговой нагрузкой, Группа уделяет значительное внимание повышению эффективности операционной деятельности и планированию и приоритизации капитальных затрат. Группа использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств, для обеспечения наличия денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.</p>

Операционный риск	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Операционный риск – это риск того, что Группа понесет финансовые убытки в результате прерывания деятельности, а также возможного ущерба для имущества Компании в результате природных бедствий и технологических аварий.</p>	<p>Группа обеспечивает достаточное страховое покрытие для покрытия возможных операционных рисков.</p> <p>Группа также следит за своевременностью проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, а также проводит реконструкции и модернизации производственного оборудования для минимизации производственных рисков.</p>
Риск изменения законодательства и условий ведения бизнеса в РК	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Рынки развивающихся стран, включая Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Казахстане, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации. Будущее направление развития Казахстана в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране.</p>	<p>Группа полностью соблюдает текущие законы и нормативные акты. Группа сотрудничает с налоговыми органами, участвуя в рассмотрении предлагаемых поправок в налоговое законодательство.</p>
Работники	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Успех Группы зависит от умения привлекать и удерживать высококвалифицированных специалистов. Невыполнение этого условия может отрицательно повлиять на производственную деятельность Группы, а также привести к повышению операционных расходов на привлечение необходимого персонала. Отдаленное расположение производственных площадок Группы также усложняет эту задачу.</p>	<p>Группа постоянно следит за рынком труда для поддержания своей конкурентоспособности в вопросе привлечения персонала, и предоставляет соответствующие условия оплаты труда и возможности для развития, способствуя тем самым привлечению и удержанию ключевых специалистов.</p>

Риск угрозы пандемии COVID-19 и ухудшения эпидемиологической ситуации	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Вспышка коронавирусной инфекции COVID-19 в 2020 году и ее активное продвижение с востока на запад привели к наступлению неопределенности, отразившись на производстве, торговле и экономике всего мира. В настоящее время невозможно произвести оценку влияния риска, но существует ряд факторов, способных оказать влияние на результаты деятельности Группы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • снижение цены и спроса на нефтепродукты и сырую нефть; • угроза здоровью сотрудников и их семьям, необходимость введения карантинного режима и ограничение деятельности вследствие карантинных мер; • ограничение импорта товаров, работ и услуг, ограничения в перемещении рабочей силы в связи с усилением карантинных мер. 	<p>Группа осуществляет постоянный мониторинг изменения ситуации с распространением COVID-19 в мире, а также реализацию ряда мер по обеспечению готовности к ухудшению эпидемиологической обстановки. Особое внимание уделяется следующим предпринимаемым мерам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • внимание к проблемам и потребностям сотрудников в условиях кризиса; • стабильная работа с использованием новых каналов; • активная работа с партнерами, обеспечение непрерывности бизнеса и финансирования. <p>Группа также предпринимает все необходимые профилактические мероприятия для недопущения распространения инфекции на рабочих местах.</p>



СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Система организации труда работников Группы

Руководствуясь действующим законодательством Республики Казахстан, а также внутренними нормативными актами, Группа соблюдает все стандарты по вопросам заработной платы, продолжительности рабочего дня и условий труда, требований оплаты труда, социального страхования, предоставления оплачиваемого отпуска, охраны труда и др.

Основными целями и задачами политики являются:

- Своевременное обеспечение высококвалифицированным персоналом, способным решить поставленные задачи для достижения целей бизнеса;
- Мотивация персонала;
- Обучение и развитие персонала;
- Оценка эффективности;
- Развитие корпоративной культуры.

Привлекая на работу новых сотрудников, Группа стремится обеспечить прозрачность критериев отбора кандидатов. Альтернативная (конкурсная) система отбора построена на единых принципах оценки кандидатов по профессиональным и управленческим навыкам, общему потенциалу развития. При этом решения о приеме на работу принимаются независимо от национальности, вероисповедания, пола и возраста кандидата.

Обучение и развитие персонала

В Группе реализуется «Положение о порядке прохождения и оплаты обучения и повышения квалификации работников АО «Каспий нефть», согласно которому осуществляется развитие кадрового резерва, растет количество работников, проходящих дополнительное обучение.

Обучение и повышение квалификации сотрудников ведутся в следующих формах:

- краткосрочное обучение: тренинги, курсы, семинары, программы повышения квалификации;
- долгосрочное обучение: обучение в ВУЗах, ПТУЗах, магистерская программа;
- дистанционное онлайн обучение.

Согласно «Контракту на проведение добычи углеводородного сырья» ежегодно в период добычи не менее 1% от общего объема инвестиций на добычу в отчетном году Группа обязана финансировать на обучение, повышение квалификации и переподготовку кадров, являющихся гражданами РК. В 2019 году платежи, направленные Компанией на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников составили 85,888 тыс. тенге (2018 год: 121,330 тыс. тенге).

Оценка персонала

Группа применяет процедуру ежемесячной, ежеквартальной, ежегодной комплексной оценки персонала, включающую, в частности, анализ выполнения ключевых показателей эффективности, уровень профессиональных знаний и уровень развития компетенций. Система КПЭ фиксирует бюджетные и функциональные качественные цели деятельности и позволяет объективно оценить достигнутые результаты. Результаты оценки принимаются во внимание, как в целях материального поощрения, так и для планирования последующего обучения и формирования кадровой расстановки.

Группа проводит обучение и проверку знаний работников по рабочим специальностям, в том числе по вопросам охраны и безопасности труда путем создания аттестационной комиссии с привлечением организаций, оказывающих образовательные услуги, в том числе услуги по проверке знаний.

Положение «О премировании по итогам индивидуальной деятельности работников Компании» направлено на повышение результативности труда работников посредством оценки их конкретного вклада в выполнение поставленных задач для достижения стратегических, финансовых и операционных целей деятельности Группы.

Премиальные суммы, выделяемые на поощрение по итогам индивидуальной деятельности работников, включаются в бюджет Группы и подлежат утверждению Советом директоров.

Социальная политика

Социальная политика является неотъемлемой частью политики управления человеческими ресурсами и направлена на обеспечение Группой конкурентных преимуществ на рынке труда, создание эффективной системы социальной защиты работников. Основные направления и принципы социальной политики закреплены в основном социальном документе – Коллективном договоре между АО «Каспий нефть» и профсоюзным комитетом АО «Каспий нефть» в лице работников. Предметом Коллективного договора являются преимущественно дополнительные по сравнению с законодательством положения об условиях труда и его оплате, социальные и жилищно-бытовые условия работников, гарантии и льготы, предоставляемые Работодателем.

В социальный пакет входят следующие гарантии, компенсации и льготы, не предусмотренные законодательством РК: отдых детей и материальная помощь на оздоровление работников, предоставление медицинских услуг, проведение культурно-массовых мероприятий, приобретение детских новогодних подарков, организация мероприятий к праздникам, поощрение работников на государственные и профессиональные праздники, поощрение работников в связи с юбилеями, выходом на пенсию, материальная помощь в связи с рождением ребенка, со смертью близких родственников, с тяжелым заболеванием, непредвиденными обстоятельствами.

Поддержание здорового образа жизни работников является важным направлением социальной политики Группы. Ежегодно проводятся спортивно-оздоровительные мероприятия.

Мотивация сотрудников

Система мотивации работников, сочетающая в себе материальное и нематериальное стимулирование, направлена на привлечение и удержание квалифицированного персонала, повышение заинтересованности работников в результатах труда.

Система оплаты труда, действующая в Группе, предусматривает установление должностных окладов трудовым договором с учетом квалификации и деловых качеств на основании штатного расписания, текущее премирование по результатам производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, премирование на праздники, а также выплату вознаграждения по итогам работы.



Экология и природоохранная политика

В 2019 году Группа осуществляла природоохранную деятельность в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан.

Основным нормативным актом, регулирующим отношения в области окружающей среды, является Экологический Кодекс РК, утвержденный Министерством охраны окружающей среды.

Согласно требованиям Экологического Кодекса РК в Компании разработаны:

- Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения «Айранколь»;

- Программа управления отходами;
- Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны;
- Программа производственного экологического контроля окружающей среды;
- План мероприятий по охране окружающей среды.

Группа осуществляет свою деятельность, в области охраны окружающей среды руководствуясь вышеперечисленными документами.

Объем вредных выбросов в атмосферу
Объем вредных выбросов в атмосферу – установленный лимит

Природоохранные мероприятия
Природоохранные мероприятия – план

Вывоз и утилизация нефтяного шлама

ед. изм.	2019	2018
тонн	1,012.3	429.4
тонн	1,099.5	912.3
тыс. тенге	916,856	167,229
тыс. тенге	604,291	86,660
тонн	800	625

Объем выбросов вредных веществ в атмосферу в 2019 году не превышал установленный лимит и составил 1,012.3 тонн (2018 год: 429.4 тонн).

В течение 2019 года Группа выделила 916,856 тыс. тенге на выполнение природоохранных мероприятий (2018 год: 167,229 тыс. тенге), существенно превысив запланированный объем мероприятий.

Промышленные отходы по мере накопления вывозятся и утилизируются согласно договорам со специализированными организациями. В течение 2019 года было вывезено и утилизировано 800 тонн (2018 год: 625 тонн) нефтяного шлама, который образовался в результате очистки резервуаров для хранения нефти.

Группа разработала программу экологического мониторинга окружающей среды для организации и отслеживания своей природоохранной деятельности, выявления любого потенциально вредного экологического воздействия, для проведения дополнительных мероприятий в случае нарушения нормы природоохранного законодательства.

Программа производственного экологического мониторинга на 2018 год, разработанная Компанией с учетом оценки воздействия намечаемых работ на окружающую среду, включает в себя:

- Получение актуальной информации, необходимой для принятия решений, в том числе контрольные показатели качества окружающей среды и сбор информации о нормативно-правовых актах, применяемых к процессам добычи углеводородов, которые потенциально могут оказать негативное воздействие на окружающую среду;
- Снижение негативного влияния процессов добычи углеводородов на окружающую среду и здоровья людей;
- Повышение эффективности использования природных энергетических ресурсов;
- Разработка превентивных оперативных мер аварийного реагирования;
- Повышение уровня экологических знаний и ответственности среди сотрудников и руководителей;
- Подготовку докладов о природоохранной деятельности и рисках для здоровья местного населения;
- Обеспечение более тщательного соблюдения природоохранных требований;
- Учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

Благотворительность и спонсорство

В 2019 году Группа оказала спонсорскую помощь в размере 2,730 тыс. тенге (2018 году: 1,500 тыс. тенге), которая, в том числе, включала в себя помощь детям-инвалидам, и прочим общественным фондам и объединениям.



КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Система корпоративного управления

Кодекс корпоративного управления АО «Каспий нефть» (далее – «Кодекс») был утвержден решением Единственного акционера АО «Каспий нефть» от 16 сентября 2013 года.

Согласно положениям Кодекса, Группа рассматривает корпоративное управление как инструмент повышения эффективности деятельности, укрепления репутации и снижения затрат на привлечение капитала. В основе корпоративного управления лежит принцип верховенства закона.

Корпоративное управление строится на основах справедливости, честности, ответственности, прозрачности, профессионализма и компетентности. Эффективная структура корпоративного управления предполагает уважение прав и интересов всех заинтересованных в деятельности Группы лиц и способствует успешной деятельности Группы, в том числе росту ее ценности, поддержанию финансовой стабильности и прибыльности.

Основопологающими принципами являются:

- принцип защиты прав и интересов акционера;
- принцип эффективного управления Компанией советом директоров и генеральным директором;
- принцип прозрачности и объективности раскрытия информации о деятельности Компании;
- принцип законности и этики;
- принцип эффективной дивидендной политики;
- принцип эффективной кадровой политики;
- принцип охраны окружающей среды;
- политика регулирования корпоративных конфликтов и конфликта интересов;
- принцип ответственности.

Структура, процедуры и практика корпоративного управления регулируются уставом и внутренними документами Компании, в том числе следующими положениями:

- Положение о совете директоров;
- Положение о корпоративном секретаре;
- Положение о системе внутреннего контроля и управлении рисками;
- Положение о раскрытии информации.

Вышеперечисленные документы разработаны в соответствии с законодательством РК и признанными в международной практике принципами корпоративного управления.

Общая структура корпоративного управления

Разделение ответственности между органами Группы должно быть изложено ясно и гарантировать соблюдение интересов акционера.

Органы Группы должны иметь полномочия и ресурсы для качественного выполнения своих обязательств профессиональным и предметным способом. Более того, их управление должно быть своевременным и прозрачным.

Система органов Группы включает:

- Акционер – высший орган Группы;
- Совет директоров – орган управления, осуществляющий общее руководство и контроль над деятельностью генерального директора;
- Генеральный директор – исполнительный орган, руководящий текущей деятельностью Группы.

Совет директоров

- Совет директоров определяет стратегические цели, приоритетные направления развития и устанавливает основные ориентиры деятельности Компании на долгосрочную перспективу;
- Совет директоров устанавливает эффективные системы управления рисками и внутреннего контроля;
- Члены совета директоров несут ответственность за долгосрочную эффективность Группы;
- Совет директоров производит объективную оценку следования утвержденным приоритетным направлениям с учетом рыночной ситуации, финансового состояния и других факторов, оказывающих влияние на финансово-хозяйственную деятельность Группы;
- Все члены совета директоров должны принимать решения объективно, действовать добросовестно и качественно в интересах Группы и ее акционера;
- Каждый член совета директоров обязан присутствовать на всех заседаниях совета директоров. Отступление от данной нормы допускается в исключительных случаях, оговариваемых в положении о совете директоров.
- Совет директоров разрабатывает механизм оценки своей деятельности и работы отдельных членов совета директоров, создает и регулярно пересматривает методы и критерии совета директоров, оценки деятельности директоров и генерального директора, службы внутреннего аудита;

- Председатель совета директоров должен регулярно оценивать деятельность совета директоров с целью повышения его эффективности;
- Совет директоров должен установить стратегические цели, обеспечить наличие финансовых и людских ресурсов и контролировать деятельность руководства Компании для достижения данных целей.

Генеральный директор

- Генеральный директор обязан исполнять решения единственного акционера и совета директоров;
- Вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Группы, не отнесенным законодательством РК и уставом к компетенции других органов Компании;
- Несет ответственность за сохранность внутренней (служебной) информации;
- Несет ответственность за выделение финансовых и человеческих ресурсов для осуществления поставленных единственным акционером и советом директоров целей;
- Должен создавать атмосферу заинтересованности работников Группы в эффективной работе.

Корпоративный секретарь

- Обеспечивает четкое взаимодействие между органами Группы в соответствии с положениями устава и другими внутренними документами;
- Играет ведущую роль в построении и сохранении системы корпоративного управления, оказывая взаимодействие Председателю совета директоров и совету директоров для их эффективной работы;
- Статус, функции и обязанности корпоративного секретаря определяются внутренними документами Группы.

Раскрытие информации и прозрачность

- Группа своевременно раскрывает информацию обо всех существенных фактах своей деятельности, в частности, о своем финансовом положении, планах и результатах деятельности, информации о своей практике корпоративного управления, своевременно публикует календарь корпоративных событий и другую существенную информацию.
- Группа своевременно готовит другие важные документы, такие как проспекты ценных бумаг,

ежеквартальные отчеты, сообщения о существенных фактах.

- Группа принимает меры к защите конфиденциальной информации в соответствии с законодательством РК и внутренними документами Компании.
- Группа разрабатывает и применяет эффективную систему контроля над использованием служебной и иной конфиденциальной информации.
- Сотрудники Группы обязаны не разглашать конфиденциальную информацию.

Консолидированная финансовая отчетность

- Группа готовит консолидированную финансовую отчетность в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности;
- В Группе ведение финансовой отчетности и проведение аудита строятся на принципах полноты и достоверности, непредвзятости и независимости, профессионализма и компетентности.

Внешний аудит

- С целью получения независимого мнения о достоверности и объективности составления консолидированной финансовой отчетности, Группа проводит годовой аудит консолидированной финансовой отчетности за истекший год с привлечением внешнего аудитора в соответствии с требованиями законодательства;
- Генеральный директор несет ответственность за полноту и достоверность представляемой финансовой информации.

Акционерный капитал

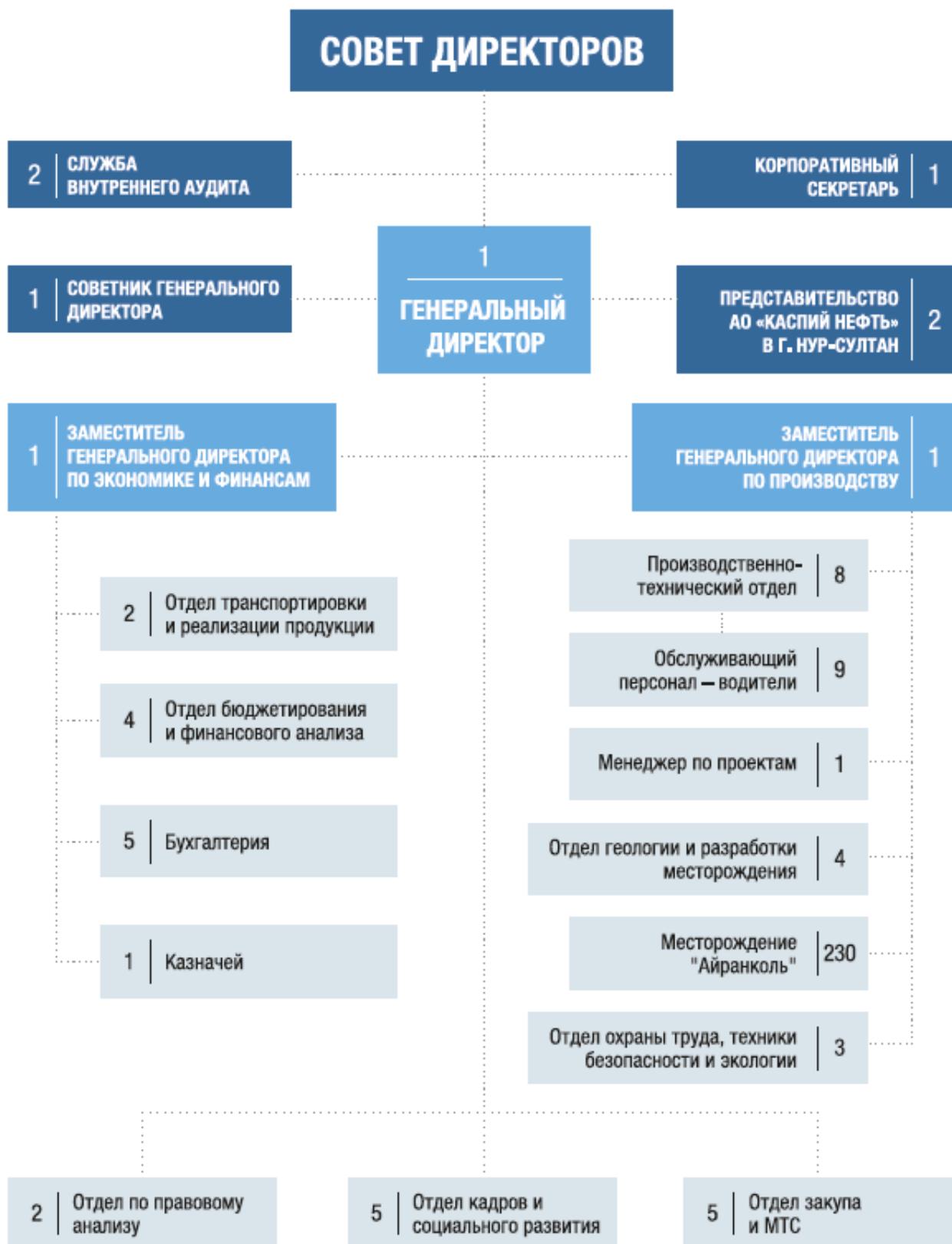
Информация об акционерном капитале

В течение 2019 года операций с акционерным капиталом не было.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. и на 31 декабря 2018 г. акционерный капитал Группы составил 100,000 тыс. тенге, 100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию. Все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены. На 31 декабря 2019 года 100% акций Группы принадлежит Precious Oil Products B.V. (далее – «POP»), Нидерланды.

В отчетный период изменений в структуре акционеров не было.

Организационная структура



Совет директоров

Состав Совета Директоров АО «Каспий нефть» с 14 августа 2018 года по настоящее время

№	ФИО и дата рождения	Компания и должность	Время работы	Сфера деятельности
1	Утегалиев Сисенгали 09.06.1950	Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (Председатель Совета Директоров)	август 2018 - по настоящее время	Недропользование
2	Кишкимбаева Сауле Бахткиреевна 26.05.1968	Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (Независимый директор)	август 2018 - по настоящее время	Недропользование
3	Найзабекова Светлана Мырзахановна 03.02.1967	Член Совета директоров АО «Каспий нефть»	август 2018 - по настоящее время	Недропользование



Исполнительный орган

11 июня 2018 года на пост Генерального директора АО «Каспий нефть» назначен Елеусинов Каирбек Сагинбаевич.

Каирбек Сагинбаевич имеет обширный опыт работы в нефтепользовании, и, в частности, в нефтедобыче. Последнее занимаемые должности: директор ПФ «Озенмунайгаз» АО «РД Казмунайгаз», первый вице-президент АО «Каражанбасмунай», заместитель генерального директора по производству АО «РД Казмунайгаз».

Генеральный директор не владеет акциями Группы.

В 2019 году вознаграждение исполнительного органа (Генерального директора) составило 98,104 тыс. тенге (2018 год: 131,925 тыс. тенге).

В августе 2015 года Совет Директоров утвердил создание Службы внутреннего аудита. Служба напрямую подчинена Совету Директоров.

Целью службы внутреннего аудита является представление Совету Директоров независимой и объективной информации, предназначенной для обеспечения эффективного управления Группой.

Основными задачами Службы внутреннего аудита являются:

- Обеспечение эффективной системы внутреннего контроля;
- Оценка эффективности управления рисками;
- Оценка эффективности внутренних процессов;
- Оценка выполнения требований законодательства;
- Оценка возможности мошенничества и хищений;
- Оценка соответствия информационных систем потребностям Компании;
- Оценка полноты и достоверности бухгалтерского и финансового учета;
- Оценка рациональности и эффективности использования ресурсов Группы.

Для достижения данных задач Служба внутреннего аудита выполняет следующие функции:

- Проводит внутренний аудит контролей в Группе;
- Участвует в разработке внутренних документов Группы, касающихся корпоративного управления, внутреннего контроля и управления рисками;
- Проводит оценку внедрения и совершенствования принятых принципов корпоративного управления, этических стандартов и ценностей;
- Проводит проверку на предмет соответствия требованиям внутренних документов Группы и решения органов управления;
- Проводит оценку адекватности мер, применяемых структурными подразделениями, для обеспечения достижения посланных перед ними задач в рамках стратегических целей Группы;
- Взаимодействует с внешними аудиторами Группы по вопросам, возникающим в процессе проведения внешних аудитов;
- Проводит проверки на предмет обеспечения сохранности имущества Группы;
- Осуществляет мониторинг за исполнением рекомендаций внешних аудиторов.

Информация о дивидендах

При рассмотрении вопроса о выплате дивидендов во внимание принимаются текущее состояние Группы, его краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные планы.

В течение 2019 года, в соответствии с решениями Единственного акционера Группа объявила дивиденды в сумме 18,682,897 тыс. тенге, (2018 год: 41,592,92 тыс. тенге).

В течение 2019 года, в соответствии с решениями Единственного акционера Группа выплатила дивиденды в сумме 18,637,762 тыс. тенге (2018 год: 41,503,831 тыс. тенге).

Расчет базовой прибыли на одну акцию и балансовой стоимости одной акции приведен в таблице ниже.

Расчет базовой прибыли на одну акцию

тыс. тенге

	2019	2018
Чистая прибыль за год	42,010,973	21,476,628
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	42,010,973	21,476,628
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль на одну простую акцию, тыс. тенге за акцию	420	215

Базовая прибыль на акцию составила 420 тыс. тенге в сравнении с 215 тыс. тенге в 2018 году, увеличившись на 95%.

Расчет балансовой стоимости одной акции

тыс. тенге

	2019	2018
Активы, всего	133,484,024	133,678,474
Нематериальные активы	(190,521)	(210,245)
Обязательства, всего	(101,513,051)	(125,035,577)
Итого чистые активы	31,780,452	8,432,652
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость одной простой акции, тенге	317,805	84,347

По итогам 2019 года балансовая стоимость акции существенно увеличилась и составила 317,805 тенге в сравнении с 84,327 тенге в 2018 году.

Взаимодействие с инвесторами

Публичное распространение информации о Группе, осуществляется путем публикации на официальном сайте Биржи – www.kase.kz, а также, если требуется, в печатных изданиях. Объем информации, предоставляемой Обществом инвесторам, в том числе потенциальным, определяется требованиями действующего законодательства, учредительными документами Общества, а также правилами в отношении акционерных обществ, чьи бумаги размещены на бирже.

Информация о вознаграждениях

Компенсация членам Совета директоров за 2019 год составила 32,703 тыс. тенге (2018 год: 65,846 тыс. тенге).

В 2019 году вознаграждение исполнительного органа (Генерального директора) составило 98,104 тыс. тенге (2018 год: 131,925 тыс. тенге).

Отчет о соблюдении листинговой компанией положений кодекса корпоративного управления и/или предпринятых мерах по соответствию ему в отчетном году

Кодекс корпоративного управления АО «Каспий нефть» (далее – «Кодекс») утвержден решением Единственного акционера АО «Каспий нефть» от 16 сентября 2013 года.

Корпоративное управление в Группе основано на принципе защиты и уважения прав и законных интересов акционера и способствует эффективной деятельности Группы.

Основой корпоративного управления является эффективная структура управления, которая предполагает уважение прав и интересов всех заинтересованных в деятельности Группы лиц и способствует успешной деятельности Группы, в том числе росту его репутации, поддержанию финансовой стабильности и прибыльности.

В Группе создан и функционирует институт Корпоративного секретаря, который действует при Совете директоров и обеспечивает эффективную деятельность Совета директоров, а также его взаимодействие с Исполнительным органом Группы.

Корпоративный секретарь подотчетен Совету директоров и обеспечивает четкое взаимодействие между органами Группы в соответствии с положениями Устава и другими внутренними документами, а также информирует должностных лиц Группы о новых тенденциях в развитии корпоративного управления.

Все независимые директора соответствуют требованиям, предъявляемым законодательством Республики Казахстан к понятию «независимый директор».

Деятельность Группы осуществляется самостоятельно в целях наилучшего соблюдения интересов акционера, в соответствии с положениями Устава и Кодекса.

Акционер и Совет директоров не вмешиваются в оперативную деятельность Группы, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Республики Казахстан.

Внутренние документы Группы, в том числе Кодекс корпоративного управления и Устав, принимаются в рамках законодательства Республики Казахстан. Если в результате изменения законодательства Республики Казахстан отдельные положения внутренних документов Группы вступают с ним в противоречие, то в таком случае Группа руководствуется нормами законодательства Республики Казахстан. При этом Группа стремится своевременно обеспечивать приведение в соответствие внутренних документов законодательству.

Проекты решений, принимаемых Единственным акционером, Советом директоров и Исполнительным органом предварительно рассматриваются в части соответствия их нормам законодательства Республики Казахстан.

Группа осуществляет свою деятельность, признавая верховенство Конституции, законов и других нормативных правовых актов по отношению к внутренним документам Группы и не допуская принятия решений по личному усмотрению должностных лиц и иных работников Группы.

Совет директоров и Генеральный директор осуществляют свою деятельность в соответствии с принципами профессионализма, разумности при принятии решений, избегания возникновения конфликта интересов.

Ответственность членов Совета директоров закреплена в Положении о Совете директоров.

Заседания Совета директоров проводятся на регулярной основе. В течение 2019 года было проведено 1 очное заседание (2018 год: 2) и принято 72 решения заочного голосования (2018: 60).

Информация о корпоративных событиях, а также иная соответствующая информация раскрывается в соответствии с требованиями и положениями законодательства Республики Казахстан.





КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

ЗАЯВЛЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2019 г.

Руководство отвечает за подготовку консолидированной финансовой отчетности АО «Каспий нефть» («Компания») и его дочернего предприятия (далее совместно – «Группа»), достоверно отражающей финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2019 года, а также финансовые результаты ее деятельности, движение денежных средств и изменения в собственном капитале за 2019 год, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за:

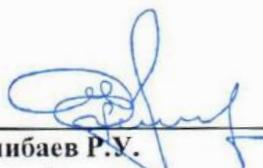
- обеспечение правильного выбора и применение принципов учетной политики;
- представление информации, в т.ч. данных об учетной политике, в форме, обеспечивающей уместность, достоверность, сопоставимость и понятность такой информации;
- раскрытие дополнительной информации в случаях, когда выполнения требований МСФО оказывается недостаточно для понимания пользователями информации того воздействия, которое те или иные сделки, а также прочие события или условия оказывают на консолидированное финансовое положение и консолидированные финансовые результаты деятельности Группы; и
- оценку способности Группы продолжать деятельность в обозримом будущем.

Руководство Группы также несет ответственность за:

- разработку, внедрение и поддержание эффективной и надежной системы внутреннего контроля на всех предприятиях Группы;
- ведение учета в форме, позволяющей раскрыть и объяснить сделки Группы, а также предоставить на любую дату информацию достаточной точности о консолидированном финансовом положении Группы и обеспечить соответствие консолидированной финансовой отчетности требованиям МСФО;
- ведение бухгалтерского учета в соответствии с законодательством Республики Казахстан и МСФО;
- принятие всех разумно возможных мер по обеспечению сохранности активов Группы; и
- выявление и предотвращение фактов финансовых и прочих злоупотреблений.

Консолидированная финансовая отчетность Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, была утверждена руководством 27 марта 2020 года.


От имени руководства Группы:

 Блеусинов К.С. Генеральный директор	 Ершибаев Р.У. Вр.и.о. финансового директора	 Лебедева С. В. Главный бухгалтер
---	---	--

27 марта 2020 г.
г. Атырау, Республика Казахстан



ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Совету директоров и Акционеру
АО «Каспий нефть»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «Каспий нефть» и его дочернего предприятия (далее совместно – «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 года, консолидированного отчета о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях собственного капитала и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2019 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2019 г., в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита («МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами указаны в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («Кодекс») и этическими требованиями, применимыми к аудиту консолидированной финансовой отчетности в Республике Казахстан. Нами также выполнены прочие этические обязанности, установленные этими требованиями и Кодексом. Мы полагаем, что получили достаточные и надлежащие аудиторские доказательства для выражения мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за отчетный год. Эти вопросы рассматривались в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности. Мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам.

Почему мы считаем вопрос ключевым для аудита?**Что было сделано в ходе аудита?****Резерв по ожидаемым кредитным убыткам в отношении займов выданных**

Как указано в Примечании 8 к настоящей консолидированной финансовой отчетности, у Группы имеются выданные займы с валовой балансовой стоимостью 68,401,655 тыс. тенге и резервом на ожидаемые кредитные убытки (ОКУ), признанным в сумме 450,840 тыс. тенге по состоянию на 31 декабря 2019 г.

В соответствии с МСФО (IFRS) 9 больше не требуется, чтобы кредитное событие произошло до признания кредитных убытков. Модель ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) должна учитывать разумную и обоснованную прогнозную информацию. Для индивидуально оцениваемых займов, оценка ОКУ основана на оценке будущих потоков денежных средств, что требует анализа текущего и будущего финансовых результатов заемщика. Требуется суждение для оценки сценариев ожидаемых будущих потоков денежных средств, связанных с этим займом и оценки возможных результатов.

Мы определили оценку ожидаемых кредитных убытков по займам, выданным в качестве ключевого вопроса аудита, потому что балансовая стоимость займов существенна и требует Руководство применить существенное суждение в следующих областях:

- определение критериев для оценки того, было ли значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания займа;
- оценка вероятности дефолта и уровня потерь в случае наступления дефолта на основе исторической информации и соответствующей прогнозной информации.

Мы обновили понимание о процессах Группы по оценке, измерению и мониторингу уровня ОКУ.

Мы проанализировали, применялась ли методология, использованная для расчета ECL, последовательно в соответствии с предыдущими отчетными периодами.

Мы проанализировали суждения и допущения руководства, использованные при оценке изменений кредитного риска на отчетную дату по сравнению с отчетной датой предыдущего года и датой первоначального признания займа.

Мы рассмотрели корректность исходных данных и прогнозных допущений, используемых в модели ОКУ на основе имеющейся исторической информации и соответствующих макроэкономических прогнозов.

Мы разработали независимые ожидания по ОКУ на основе общедоступной информации и сравнили результаты по ОКУ, признанными в консолидированной финансовой отчетности.

Мы проверили корректность и полноту раскрытий в отношении МСФО (IFRS) 9, касающихся остатков задолженности по займам выданным.

Прочая информация

Руководство отвечает за прочую информацию. Прочая информация представляет собой информацию в годовом отчете, за исключением консолидированной финансовой отчетности и нашего аудиторского заключения по ней. Мы предполагаем, что годовой отчет будет предоставлен нам после даты данного аудиторского заключения.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем выражать какой-либо формы уверенности по данной информации.

В связи с проведением аудита консолидированной финансовой отчетности мы обязаны ознакомиться с прочей информацией, когда она будет нам предоставлена. В ходе ознакомления мы рассматриваем прочую информацию на предмет существенных несоответствий консолидированной финансовой отчетности, знаниям, полученным нами в ходе аудита, а также иных возможных существенных искажений.

Если при ознакомлении с годовым отчетом мы придем к выводу, что прочая информация в нем существенно искажена, мы обязаны проинформировать об этом лиц, отвечающих за корпоративное управление.

Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за консолидированную финансовую отчетность

Руководство отвечает за подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки, консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство отвечает за оценку способности Группы непрерывно продолжать деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства отсутствует практическая альтернатива ликвидации или прекращению деятельности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность – это высокая степень уверенности, но она не гарантирует, что аудит, проведенный в соответствии с МСА, всегда выявит существенные искажения при их наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с МСА, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, достаточные и надлежащие для выражения нашего мнения. Риск не обнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск не обнаружения существенного искажения в результате ошибки, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход действующей системы внутреннего контроля;
- получаем понимание внутренних контролей, значимых для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность бухгалтерских оценок и соответствующего раскрытия информации, подготовленного руководством;

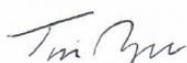
**Ответственность аудитора за аудит
консолидированной финансовой отчетности,
продолжение**

- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств – вывод о наличии существенной неопределенности в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы непрерывно продолжать деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны в нашем аудиторском заключении привлечь внимание к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, в случае ненадлежащего раскрытия, модифицировать мнение. Наши выводы основываются на аудиторских доказательствах, полученных до даты аудиторского заключения. Однако, будущие события или условия могут привести к утрате Группы способности непрерывно продолжать деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также обеспечения достоверности представления лежащих в ее основе операций и событий.

Мы информируем лиц, отвечающих за корпоративное управление, о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных проблемах, выявленных в ходе аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о соблюдении нами всех применимых этических требований в отношении аудиторской независимости и информируем их обо всех вопросах, которые можно обоснованно считать влияющими на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о принятых мерах предосторожности.

Из числа вопросов, о которых мы проинформировали лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем наиболее значимые для аудита консолидированной финансовой отчетности за отчетный год – ключевые вопросы аудита. Мы описываем эти вопросы в аудиторском заключении, если только законодательство или нормативные акты не запрещают публичное раскрытие информации по этому вопросу или, когда в крайне редких случаях мы решаем, что вопрос не следует раскрывать в аудиторском заключении, поскольку разумно ожидаемые неблагоприятные последствия этого перевешивают общественные интересы.



Тимоти Пингри
Директор по заданию
Сертифицированный бухгалтер,
Великобритания
Лицензия №8919355
от 1 ноября 2002 г.



Даулет Куатбеков
Квалифицированный аудитор
Квалификационное свидетельство
№0000523
от 15 февраля 2002 г.
Республика Казахстан



Нурлан Бекенов
Генеральный директор
ТОО «Делойт»
Лицензия с правом на проведение
аудита по Республике Казахстан
№0000015, вид МФЮ-2, выданная
Министерством Финансов
Республики Казахстан
13 сентября 2006 г.

27 марта 2020 г.
г. Алматы, Республика Казахстан

тыс. тенге

Прим. **2019** **2018**

АКТИВЫ

Долгосрочные активы

Основные средства	5	26,594,660	26,067,957
Нематериальные активы	6	190,521	210,245
Незавершенное строительство	7	3,681,404	2,215,345
Активы по отложенному налогу	16	1,278,773	1,818,510
Займы выданные	8	67,950,815	59,736,841
Прочие долгосрочные активы	9	601,115	116,964
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	411,310	353,986
		100,708,598	90,519,848

Текущие активы

Товарно-материальные запасы	11	1,915,470	942,585
Торговая дебиторская задолженность	12	10,210,354	7,006,406
Займы выданные	8	-	17,891,020
Прочие текущие активы	13	4,654,795	1,663,363
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,994,807	15,655,252
		32,775,426	43,158,626

ИТОГО АКТИВЫ

133,484,024 133,678,474

СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Собственный капитал

Акционерный капитал	15	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль		31,870,973	8,542,897
		31,970,973	8,642,897

Долгосрочные обязательства

Обязательство по отложенному налогу	16	1,213,115	422,141
Банковские займы	17	57,904,728	87,531,103
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	18	720,678	854,522
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	19	496,695	539,692
		60,335,216	89,347,458

Текущие обязательства

Торговая кредиторская задолженность	20	2,908,144	353,675
Банковские займы	17	21,719,848	18,247,900
Налог на прибыль к уплате	21	10,147,193	11,622,300
Прочие налоги к уплате	21	3,863,777	4,853,916
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22	2,538,873	610,328
		41,177,835	35,688,119

ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

101,513,051 125,035,577

ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

133,484,024 133,678,474

Балансовая стоимость одной простой акции, тыс. тенге

15 **318 84**

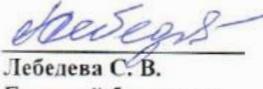
От имени руководства Группы:



Елеусинов К.С.
Генеральный директор

27 марта 2020 г.
г. Атырау, Республика Казахстан


Ершибаев Р.У.
Вр.и.о. финансового директора


Лебедева С. В.
Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2019 года

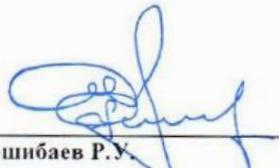
тыс. тенге	Прим.	2019	2018
Выручка	23	126,723,915	111,223,695
Себестоимость реализованной продукции	24	(23,430,048)	(18,509,854)
Валовая прибыль		103,293,867	92,713,841
Расходы по реализации	25	(39,393,295)	(37,970,993)
Общие и административные расходы	26	(2,854,865)	(1,768,188)
Финансовые доходы	27	9,052,280	2,695,681
Финансовые расходы	27	(5,911,172)	(17,412,033)
Прибыль /(убыток) от курсовой разницы, нетто	29	764,136	(1,891,484)
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	-	5,181,187
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	(54,357)	(396,483)
Прочие расходы, нетто		(207,899)	142,988
Прибыль до налогообложения		64,688,695	41,294,516
Расходы по налогу на прибыль	16	(22,677,722)	(19,817,888)
Прибыль и итог совокупный доход за год		42,010,973	21,476,628
Прибыль на акцию			
Базовая прибыль на одну простую акцию (в тыс. тенге за акцию)	15	420	215

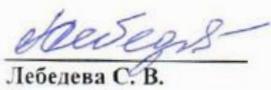
От имени руководства Группы:



Елеусинов К.С.
Генеральный директор

27 марта 2020 г.
г. Атырау, Республика Казахстан


Ершибаев Р.У.
Вр.и.о. финансового директора


Лебедева С. В.
Главный бухгалтер

тыс. тенге

Прим.

2019

2018

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Средства, полученные от клиентов

126,965,960 113,242,643

Платежи поставщикам и работникам

(21,364,747) (13,043,721)

Денежные средства, полученные от операционной деятельности

105,601,213 100,198,922

Проценты полученные

117,855 27,459

Налог на прибыль, уплаченный в бюджет

(22,987,679) (17,956,856)

Платежи за прочие налоги и таможенные пошлины

(44,574,265) (37,857,516)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

38,157,124 44,412,009

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Поступления от выбытия основных средств

- 2,940

Приобретение основных средств и платежи по незавершенному строительству

(6,445,941) (6,751,403)

Предоставленные займы выданные

8 - (95,237,470)

Проценты полученные по займам выданным

8 707,849 323,008

Погашение займов выданных

8 17,880,839 10,830,992

Депозит на финансирование будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения

(41,116) (42,177)

Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности

12,101,631 (90,874,110)

ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Дивиденды выплаченные

15 (18,637,762) (41,503,831)

Поступления от займов

17 1,072,132 188,014,020

Проценты уплаченные

17 (5,692,667) (1,527,485)

Погашение займов

17 (26,551,026) (89,276,400)

Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности

(49,809,323) 55,706,304

Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов

449,432 9,244,203

Денежные средства и их эквиваленты, на начало года

14 15,655,252 4,367,583

Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты

(109,877) 2,043,466

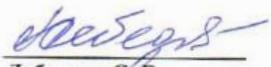
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года

14 15,994,807 15,655,252

От имени руководства Группы:

Елеусинов К.С.
Генеральный директор
27 марта 2020 г.
г. Атырау, Республика Казахстан


Ершибаев Р.У.
Вр.и.о. финансового директора


Лебедева С.В.
Главный бухгалтер

1. Общая информация

Акционерное общество «Каспий нефть» (далее – «Компания») было создано в соответствии с законодательством Республики Казахстан как акционерное общество и зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 22 января 1997 года.

Юридическое название Общества	АО «Каспий нефть»
Юридический адрес	г. Атырау, ул. Сатпаева, 15В
Юридический регистрационный номер	Общество зарегистрировано Министерством Юстиции Республики Казахстан 22 января 1997 года согласно свидетельству №1133-1915-01-АО
Форма собственности	Частная

По состоянию на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. 100% доля владения Группой принадлежала Precious Oil Products B.V. (далее – «POP»), зарегистрированной в Нидерландах. Конечной контролирующей стороной POP является Glenville Asset Management Pte Ltd в качестве Доверительного управляющего Steppe Capital Pte Ltd, конечной холдинговой Группой, зарегистрированной в Сингапуре. Конечным владельцем Компании является г-н Т. А. Кулибаев.

Компания занимается разведкой, добычей, первичной обработкой, транспортировкой и реализацией сырой нефти на нефтяном месторождении Айранколь, расположенном в Жылыойском районе Атырауской области, Республика Казахстан.

Компания осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на недропользование №1525 (далее – «Контракт на недропользование») от 15 октября 2004 г. на добычу углеводородов, лицензией №001774 от 9 ноября 2007 г., выданной Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, которая была обновлена и взамен нее получена лицензия №13004747 от 1 апреля 2013 г., выданная Министерством нефти и газа Республики Казахстан.

Группа состоит из Компании и его дочернего предприятия ТОО «Каспий нефть трейдинг», которое создано и зарегистрировано 4 июня 2019 г. и находится в 100% собственности Компании. Основные виды деятельности дочернего предприятия связаны с оптовой и розничной торговлей нефтью и/или нефтепродуктами.

2. Принятие новых и пересмотренных международных стандартов финансовой отчетности

Стандарты, оказывающие влияние на финансовую отчетность

Перечисленные ниже новые и пересмотренные стандарты и интерпретации были впервые применены в текущем периоде:

- МСФО (IFRS) 16 «Аренда»;
- Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»;
- Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 гг.

Принятие этих новых или пересмотренных стандартов и их интерпретации не оказали существенного влияния на финансовое положение и финансовые результаты Компании. Новые и пересмотренные стандарты применены ретроспективно в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения учетных оценок и ошибки», если ниже не оговорено иное.

2. Принятие новых и пересмотренных международных стандартов финансовой отчетности, продолжение

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 вводит единую модель определения соглашений аренды и учета со стороны как арендодателя, так и арендатора. С 1 января 2019 г., МСФО (IFRS) 16 заменил МСФО (IAS) 17 «Аренда» и все связанные разъяснения.

МСФО (IFRS) 16 различает договоры аренды и договоры оказания услуг на основании того, контролирует ли покупатель идентифицированный актив. Разделения между операционной арендой (внебалансовый учет) и финансовой арендой (учет на балансе) для арендатора больше нет, вместо этого используется модель, в соответствии с которой в учете арендатора должны признаваться актив в форме права пользования и соответствующее обязательство в отношении всех договоров аренды (учет на балансе по всем договорам), кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью.

Актив в форме права пользования изначально признается по первоначальной стоимости и после первоначального признания учитывается по первоначальной стоимости (с учетом нескольких исключений) за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательства по аренде. Обязательство по аренде первоначально оценивается по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей. После первоначального признания обязательство по аренде корректируется на проценты по обязательству и арендные платежи, а также, среди прочего, на влияние модификаций договора аренды. Кроме того, классификация денежных потоков также изменится, поскольку платежи по договорам операционной аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17 классифицируются в качестве денежных потоков от операционной деятельности, тогда как в соответствии с МСФО (IFRS) 16 арендные платежи будут разбиваться на погашение основной суммы обязательства и процентов, которые будут представляться как денежные потоки от финансовой и операционной деятельности, соответственно.

В отличие от учета со стороны арендатора, учет со стороны арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 остался практически неизменным по сравнению с МСФО (IAS) 17 и требует разделять договоры аренды на операционную или финансовую аренду.

Помимо прочего, требования к раскрытию информации в соответствии с МСФО (IFRS) 16 существенно расширились.

На 31 декабря 2019 г., все договоры аренды Группы являются краткосрочными.

Применение МСФО (IFRS) 16 не оказало существенного влияния на суммы, признанные в консолидированной финансовой отчетности Группы.

Новые и пересмотренные МСФО – выпущенные, но еще не вступившие в силу

Группа не применила следующие новые и пересмотренные МСФО, выпущенные, но еще не вступившие в силу:

Группа не применила следующие новые и пересмотренные МСФО, выпущенные, но еще не вступившие в силу:

- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»¹;
- Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной организацией или совместным предприятием»².

¹ Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2021 г., с возможностью досрочного применения.

² Дата вступления в силу будет определена позднее, возможно досрочное применение.

Руководство Компании не ожидает, что применение данных новых стандартов и поправок окажет существенное влияние на финансовую отчетность.

Основа подготовки консолидированной финансовой отчетности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО»), выпущенными Комитетом по Международным стандартам финансовой отчетности («КМСФО») и Интерпретациями, выпущенными Комитетом по интерпретациям международных стандартов финансовой отчетности («КИМСФО»).

Компания и его дочернее предприятие ведут бухгалтерский учет в казахстанских тенге

(далее – «тенге») и Компания составляет консолидированную финансовую отчетность в соответствии с правилами и положениями бухгалтерского учета, принятыми в Республике Казахстан, согласно которым акционерные общества, имеющие контракты на недропользование, должны вести бухгалтерский учет и представлять консолидированную финансовую отчетность в соответствии с МСФО.

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с принципами учета по исторической стоимости, за исключением определенных финансовых инструментов.

Историческая стоимость обычно определяется на основе справедливой стоимости вознаграждения, переданного в обмен на товары и услуги.

Справедливая стоимость отражает цену, которая была бы получена при продаже актива или уплачена при передаче обязательства в рамках обычной сделки между участниками рынка на дату оценки, независимо от того, является ли такая цена непосредственно наблюдаемой или полученной расчетным путем с использованием другой методики оценки. При оценке справедливой стоимости актива или обязательства, Группа учитывает характеристики актива или обязательства, если участники рынка учитывали бы такие характеристики при формировании цены актива или обязательства на дату оценки.

Для проведения оценки по справедливой стоимости и/или раскрытия информации в отношении оценки справедливой стоимости, справедливая стоимость в данной финансовой отчетности определяется вышеуказанным способом, за исключением сделок с выплатами на основе собственных долевых инструментов, относящихся к сфере применения МСФО (IFRS) 2, лизинговых операций, относящихся к сфере применения МСФО (IAS) 17, а также оценок, сравнимых со справедливой стоимостью, но при этом не являющихся справедливой стоимостью, как, например, чистая стоимость возможной реализации в МСФО (IAS) 2 или ценность использования в МСФО (IAS) 36.

Кроме того, для целей подготовки финансовой отчетности, оценка справедливой стоимости классифицируется на основании иерархии справедливой стоимости (Уровень 1, 2 или 3). Уровни соответствуют возможности прямого определения справедливой стоимости на основе рыночных данных и отражают значимость исходных данных, использованных при оценке справедливой стоимости в целом:

- исходные данные Уровня 1 представляют собой не требующие корректировок котировки на активных рынках идентичных активов или обязательств, к которым Группа имеет доступ на дату оценки;
- исходные данные Уровня 2, не являются котировками, определенными для Уровня 1, но которые наблюдаемы на рынке для актива или обязательства либо напрямую, либо косвенно; и
- исходные данные Уровня 3 представляют собой ненаблюдаемые исходные данные по активу или обязательству.

Функциональная валюта и валюта представления

Статьи консолидированной финансовой отчетности каждого из предприятий Группы измеряются в валюте основной экономической среды, в которой предприятие функционирует («функциональная валюта»). Функциональная валюта Компании – казахстанский тенге («тенге»). Валюта представления данной консолидированной финансовой отчетности – тенге.

3. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

Настоящая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчеты Компании и предприятия (включая структурированные предприятия), контролируемых Компанией и ее дочерними предприятиями. Предприятие считается контролируемым в случае, если Компания:

- имеет властные полномочия в отношении предприятия – объекта инвестиций;
- имеет права/ несет риски по переменным результатам деятельности предприятия–объекта инвестиций; и
- может использовать властные полномочия в отношении предприятия-объекта инвестиций с целью воздействия на величину переменного результата.

Компания проводит оценку наличия у нее контроля над объектом инвестиций, если факты и обстоятельства указывают на то, что произошли изменения в одном или более из трех элементов контроля, перечисленных выше.

Консолидация дочернего предприятия начинается тогда, когда Компания получает контроль над дочерним предприятием и прекращается в момент утраты контроля над ним. В частности, доходы и расходы дочернего предприятия, приобретенного или проданного в течение года, включаются в консолидированный отчет о прибылях или убытках и прочем совокупном доходе с момента получения Компанией контроля и до даты, на которую Компания перестает контролировать это дочернее предприятие.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода относится к акционеру Компании.

При необходимости в финансовую отчетность дочерних предприятий вносятся корректировки для приведения используемых ими принципов учетной политики в соответствие с принципами учетной политики Группы.

Все внутригрупповые активы и обязательства, собственный капитал, прибыль, убытки и движение денежных средств по операциям между предприятиями Группы при консолидации исключаются.

Принцип непрерывной деятельности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из допущения о том, что Группа будет придерживаться принципа непрерывной деятельности. Это предполагает реализацию активов и погашение обязательств в ходе ее обычной хозяйственной деятельности в обозримом будущем.

Использование оценок и допущений

Подготовка консолидированной финансовой отчетности предполагает использование Руководством оценок и предположений, которые оказывают влияние на приводимые в отчетности суммы активов и обязательств, доходов и расходов и раскрытие условных активов и обязательств. В силу неопределенности, присущей таким оценкам, фактические результаты, отраженные в будущих отчетных периодах, могут основываться на суммах, отличающихся от данных оценок.

Финансовые инструменты

Финансовые активы и финансовые обязательства отражаются в отчете о финансовом положении Группы, когда Группа становится стороной по договору в отношении соответствующего финансового инструмента.

Финансовые активы и финансовые обязательства первоначально оцениваются по справедливой стоимости. Затраты по сделке, непосредственно связанные с приобретением или выпуском финансовых активов или финансовых обязательств (кроме финансовых активов и финансовых обязательств, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки), соответственно увеличивают или уменьшают справедливую стоимость финансовых активов или финансовых обязательств при первоначальном признании. Затраты по сделке, непосредственно связанные с приобретением финансовых активов или финансовых обязательств, учитываемых по справедливой стоимости через прибыли или убытки, относятся непосредственно на прибыли или убыток.

Финансовые активы

Все стандартные сделки по покупке или продаже финансовых активов признаются на дату совершения сделки. Стандартные сделки по покупке или продаже представляют собой покупку или продажу финансовых активов, требующую поставки активов в сроки, установленные нормативными актами или рыночной практикой.

Все признанные в учете финансовые активы, после первоначального признания должны оцениваться по амортизированной либо по справедливой стоимости в зависимости от классификации финансовых активов.

Классификация финансовых активов:

Долговые инструменты, которые соответствуют следующим критериям, после первоначального признания оцениваются по амортизированной стоимости:

- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, целью которой является получение предусмотренных договором денежных потоков; и
- финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Долговые инструменты, которые соответствуют следующим критериям, после первоначального признания оцениваются по справедливой стоимости через прочий совокупный доход:

- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, цель которой достигается как получением предусмотренных договором денежных потоков, так и продажей финансового актива; и
- финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Все прочие долговые инструменты, после первоначального признания оцениваются по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

При этом, при первоначальном признании финансового актива Группа вправе в каждом отдельном случае осуществить не подлежащий отмене выбор/классификацию:

- Группа вправе принять безотзывное решение о представлении в составе прочего совокупного дохода последующих изменений справедливой стоимости инвестиций в собственный капитал, если такие инвестиции не предназначены для торговли и не являются условным вознаграждением, признанным приобретателем при объединении бизнеса, к которому применяется МСФО (IFRS) 3; а также
- Группа может принять безотзывное решение об отнесении долгового инструмента к категории оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль и убытки, если такой долговой инструмент соответствует критериям для признания по амортизированной стоимости или справедливой стоимости через прочий совокупный доход, при условии, что это устраняет или значительно уменьшает учетное несоответствие.

Финансовые активы классифицируются в каждой из категорий оценки в соответствии с учетной политикой, указанной выше. Информация об управлении финансовыми рисками представлена в разделе «Политика Управления Рисками» в примечаниях к Консолидированной Финансовой Отчетности.

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Амортизированная стоимость

Амортизированная стоимость представляет собой первоначальную стоимость актива за вычетом выплат основного долга, но включая наращенные проценты, а для финансовых активов – за вычетом любого списания понесенных убытков от обесценения. Наращенные проценты включают амортизацию отложенных при первоначальном признании затрат по сделке, а также любых премий или дисконта от суммы погашения с использованием метода эффективной процентной ставки. Наращенные процентные доходы и наращенные процентные расходы, включая наращенный купонный доход и амортизированный дисконт или премию (включая отложенную при предоставлении комиссию, при наличии таковой), не показываются отдельно, а включаются в балансовую стоимость соответствующих статей активов и обязательств.

Прибыли и убытки от курсовой разницы

Балансовая стоимость финансовых активов, выраженных в иностранной валюте, определяется в той же иностранной валюте и пересчитывается по обменному курсу на конец каждого отчетного периода. В частности, для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, курсовые разницы отражаются в составе прибыли или убытка.

Обесценение финансовых активов

Группа всегда признает кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности и контрактным активам, ожидаемым за весь срок действия данных финансовых инструментов. Ожидаемые кредитные убытки по этим финансовым активам оцениваются с использованием матрицы оценочных резервов, основанной на историческом опыте Компании по кредитным убыткам, с поправкой на факторы, характерные для должников, общие экономические условия и оценке как текущего, так и прогнозируемого изменения условий на отчетную дату, включая временную стоимость денег, где это уместно.

Для всех прочих финансовых инструментов Группа признает оценочный резерв в размере полной величины кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, в случае значительного увеличения кредитного риска по инструменту с момента его первоначального признания. Во всех остальных случаях резервы по ожидаемым кредитным убыткам формируются в размере, равном величине кредитных убытков, ожидаемых в пределах 12 месяцев.

Оценку ожидаемых кредитных убытков необходимо производить с помощью оценочного резерва, величина которого равна:

- величине кредитных убытков, ожидаемых в течение последующих 12 месяцев, т.е. той части кредитных убытков за весь срок действия финансового инструмента, которая представляет собой ожидаемые кредитные убытки вследствие случаев неисполнения обязательств по инструменту, которые могут возникнуть в течение 12 месяцев после отчетной даты («первая стадия»);
- величине кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, которые возникают вследствие всех возможных случаев неисполнения обязательств по инструменту в течение срока его действия («вторая стадия» и «третья стадия»).

Значительное увеличение кредитного риска

При оценке на предмет значительного увеличения кредитного риска по финансовому инструменту с момента первоначального признания Группа сравнивает риск дефолта по инструменту по состоянию на отчетную дату исходя из оставшегося срока погашения, с риском дефолта, который прогнозировался при первоначальном признании финансового инструмента.

При проведении такой оценки Группа учитывает обоснованную и подтверждаемую количественную и качественную информацию, включая информацию за прошлые периоды и прогнозную информацию, которая может быть получена без неоправданных затрат или усилий на основании имеющегося у Компании опыта и экспертных оценок, включая прогнозные данные. Прогнозная информация включает в себя информацию о перспективах развития отраслей, в которых работают должники Компании, полученную из отчетов экономических экспертов, финансовых аналитиков, правительственных органов, аналитических центров и других подобных организаций, а также анализ различных внутренних и внешних источников фактических и прогнозных экономических данных, касающихся основной деятельности Компании.

В частности, при оценке значительного увеличения кредитного риска с момента первоначального признания учитывается следующая информация:

- фактическое или ожидаемое значительное ухудшение внешнего (если имеется) или внутреннего кредитного рейтинга финансового инструмента;
- значительное ухудшение показателей кредитного риска на внешнем рынке по конкретному финансовому инструменту, например, значительное увеличение дефолтных цен для должника или длительности, или степени, в которой справедливая стоимость финансового актива была меньше его амортизированной стоимости;
- существующие или прогнозируемые неблагоприятные изменения в деловых, финансовых или экономических условиях, которые, как ожидается, приведут к значительному снижению способности должника выполнять свои долговые обязательства;
- фактическое или ожидаемое значительное ухудшение результатов операционной деятельности должника;
- значительное увеличение кредитного риска по другим финансовым инструментам того же должника;
- фактическое или ожидаемое существенное неблагоприятное изменение в нормативной, экономической или технологической среде должника, которое приводит к значительному снижению способности должника выполнять свои долговые обязательства.

Независимо от результатов вышеуказанной оценки Группа полагает, что кредитный риск по финансовому активу значительно повысился с момента первоначального признания, если просрочка платежей по договору составляет 90 дней и если у Компании нет обоснованной и документально подтверждаемой информации, указывающей на обратное.

Несмотря на вышесказанное, Группа предполагает, что кредитный риск по финансовому инструменту существенно не увеличился с момента первоначального признания, если на отчетную дату финансовый инструмент определен как имеющий низкий кредитный риск.

Финансовый инструмент определяется как имеющий низкий кредитный риск, если:

- финансовый инструмент имеет низкий риск дефолта,
- должник имеет большие возможности для выполнения своих договорных обязательств в отношении денежных потоков в ближайшем будущем, и
- неблагоприятные изменения в экономических и деловых условиях в более долгосрочной перспективе могут, но не обязательно, снизить способность заемщика выполнять свои договорные обязательства по движению денежных средств.

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Группа может полагать, что финансовый актив имеет низкий кредитный риск, когда актив имеет внешний кредитный рейтинг «инвестиционного уровня» в соответствии с общепризнанным определением или если внешний рейтинг недоступен, активу присвоен внутренний рейтинг «кредитоспособный». «Кредитоспособный» означает, что контрагент имеет сильное финансовое положение и не имеет просрочек.

Определение дефолта

Группа рассматривает следующие критерии как указывающие на дефолт, в целях внутреннего управления кредитным риском, поскольку, исторический опыт показывает, что финансовые активы, соответствующие одному из следующих критериев, как правило, не подлежат возмещению:

- нарушение должником финансовых ковенантов; или
- информация, разработанная внутри Компании или полученная из внешних источников, указывает на то, что полное исполнение заемщиком кредитных обязательств перед кредиторами, в том числе Группой, является маловероятным (без учета какого-либо обеспечения, удерживаемого Группой).

Независимо от приведенного выше анализа, Группа полагает, что дефолт наступает не позже, чем, когда финансовый актив просрочен на 90 дней, за исключением случаев, когда организация располагает обоснованной и подтверждаемой информацией, демонстрирующей, что использование критерия дефолта, предусматривающего большую задержку оплаты, является более уместным.

Кредитно-обесцененные финансовые активы

Финансовый актив считается кредитно-обесцененным в случае возникновения одного или нескольких событий, оказывающих негативное влияние на расчетные будущие денежные потоки по такому финансовому активу. Признаки кредитного обесценения включают в себя наблюдаемые данные о следующих событиях:

- значительные финансовые затруднения заемщика или кредитора;
- нарушение условий договора, такое как дефолт или просрочка платежа;
- предоставление кредитором уступки заемщику в силу экономических причин или договорных условий в связи с финансовыми затруднениями заемщика, которую кредитор не предоставил бы в ином случае;
- исчезновение активного рынка для ценной бумаги в результате финансовых затруднений; или
- покупка финансового актива с большой скидкой, которая отражает понесенные кредитные убытки.

Списание активов

Группа списывает финансовый актив при наличии информации, указывающей на то, что должник находится в тяжелом финансовом положении и нет реальной перспективы возмещения, например, в случае ликвидации или банкротства должника, или в случае наличия торговой дебиторской задолженности, просроченной более двух лет, в зависимости от того, что наступит раньше. Списание представляет собой событие, ведущее к прекращению признания. Группа вправе прибегнуть к принудительному взысканию задолженности по списанным финансовым активам. Возмещения, полученные Группой принудительным путем, приводят к увеличению прибыли от обесценения.

Измерение и признание ожидаемых кредитных убытков

Ожидаемые кредитные убытки измеряются произведением вероятности дефолта, уровня потерь в случае наступления дефолта (т.е. величина потерь, если есть дефолт) и суммы требований при дефолте. Оценка вероятности дефолта и уровня потерь в случае наступления дефолта основана на исторических данных и прогнозной информации, как описано выше. Что касается риска дефолта, то для финансовых активов он представлен валовой балансовой стоимостью активов на отчетную дату; для договоров финансовой гарантии, подверженность к дефолту включает сумму, использованную на отчетную дату вместе с любыми дополнительными суммами, которые, как ожидается, будут списаны в будущем на дату дефолта, определенной исходя из исторических тенденций, понимания Группой конкретных будущих потребностей в финансировании должников и другой соответствующей прогнозной информацией.

Если Группа оценила резерв по убыткам для финансового инструмента в сумме, равной величине кредитных убытков, ожидаемых за весь срок действия финансового инструмента, в предыдущий отчетный период, но определяет на текущую отчетную дату, что данные условия более не являются эффективными, Группа оценивает резерв по убыткам в размере равном 12-месячному ожидаемому кредитному убытку, по данным на текущую отчетную дату, за исключением активов, для которых был использован упрощенный подход. Группа признает прибыль или убыток от обесценения в составе прибыли или убытка по всем финансовым инструментам с соответствующей корректировкой их балансовой стоимости за счет средств на покрытие убытков.

Прекращение признания финансовых активов

Признание финансового актива прекращается только в случае прекращения прав на денежные потоки по соответствующему договору (включая истечение прав в результате модификации, приводящей к существенному изменению договорных условий) или в случае передачи финансового актива и всех основных рисков и выгод, связанных с владением активом, другой организации. Если Группа не передает и не сохраняет за собой все основные риски выгоды, связанные с владением активом, и продолжает контролировать переданный актив, то она отражает свою долю в данном активе и связанном с ним обязательстве в размере возможной оплаты соответствующих сумм. Если Группа сохраняет за собой все основные риски и выгоды, связанные с владением переданным финансовым активом, то она продолжает учитывать данный актив, а полученные при передаче денежные средства отражает в виде обеспеченного займа.

Группа отражает в учете значительное изменение условий существующего финансового актива или его части в качестве погашения первоначального финансового актива и признания нового актива. Считается, что условия существенно отличаются, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков в соответствии с новыми условиями, включая выплаты комиссионного вознаграждения за вычетом полученного комиссионного вознаграждения, дисконтированных по первоначальной эффективной процентной ставке, отличается по меньшей мере на 10 процентов от дисконтированной приведенной стоимости оставшихся денежных потоков по первоначальному финансовому активу в соответствии с МСФО.

При полном прекращении признания финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, разница между балансовой стоимостью актива и суммой полученного возмещения, а также дебиторская задолженность признается в составе прибыли или убытка.

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Финансовые обязательства

Все финансовые обязательства впоследствии учитываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования ожидаемых будущих денежных выплат (включая все полученные или сделанные платежи по долговому инструменту, являющиеся неотъемлемой частью эффективной ставки процента, затраты по оформлению сделки и прочие премии или скидки) на ожидаемый срок до погашения финансового обязательства или (если применимо) на более короткий срок до балансовой стоимости на момент его принятия к учету.

Договоры финансовых гарантий

Договор финансовой гарантии – это договор, обязывающий эмитента производить конкретные выплаты в целях возмещения убытков, понесенных держателем гарантии из-за того, что соответствующий должник не производит своевременные платежи по условиям долгового инструмента.

Обязательства по договорам финансовой гарантии, заключенным Группой, первоначально оцениваются по справедливой стоимости, и впоследствии, если руководство не квалифицирует их как ОССЧПУ, отражаются по наибольшей из следующих величин:

- стоимости обязательств, определяемой в соответствии с МСФО (IFRS) 9; и
- первоначально признанной суммы за вычетом, если это необходимо, суммы накопленной амортизации, признанной в соответствии с политикой признания выручки.

Прибыль и убытки от курсовых разниц

Для финансовых обязательств, выраженных в иностранной валюте и учитываемых по амортизированной стоимости на конец каждого отчетного периода, прибыли и убытки от курсовых разниц определяются на основе амортизированной стоимости инструментов. Прибыль и убытки от курсовых разниц отражаются в составе прибыли или убытка.

Прекращение признания финансовых обязательств

Группа прекращает признание финансовых обязательств только в случае их погашения, аннулирования или истечения срока требования по ним. Разница между балансовой стоимостью финансового обязательства, признание которого прекращается, и уплаченным или причитающимся к уплате возмещением признается в составе прибыли или убытка.

Происходящий между Группой и кредитором обмен долговыми инструментами с существенно отличными условиями учитывается как погашение первоначального финансового обязательства, и признание нового финансового обязательства. Группа учитывает существенное изменение условий существующего финансового обязательства или его части как погашение первоначального финансового обязательства и признание нового финансового обязательства. Группа исходит из допущения, что условия обязательств существенно отличаются, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков в соответствии с новыми условиями, включая выплаты комиссионного вознаграждения за вычетом полученного комиссионного вознаграждения, дисконтированных по первоначальной эффективной процентной ставке, отличается по меньшей мере на 10% от дисконтированной приведенной стоимости оставшихся денежных потоков по первоначальному финансовому обязательству.

Если изменение не является существенным, то разница между: (1) балансовой стоимостью обязательства до изменения; и (2) приведенной стоимостью денежных потоков после изменения должна быть признана в составе прибыли или убытка как доход или расход от изменения в составе прочих доходов и расходов.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Нефтегазовые активы состоят из капитализированных затрат, переведённых из активов по разведке и оценке после принятия решения о начале промышленной добычи и основных средств для добычи нефти, переведенных из незавершенного строительства в момент ввода в эксплуатацию и включенных в категорию здания и сооружения.

Группа отдельно использует метод успешных усилий для учета основных средств для добычи нефти. Затраты по основным средствам для добычи нефти (скважинам) капитализируются на незавершенном строительстве до установления существования или отсутствия потенциальных коммерчески-выгодных запасов нефти. Затраты по основным средствам для добычи нефти (скважинам), которые оказались коммерчески не выгодны, относятся на расходы.

При первоначальном признании нефтегазовые активы Компании признаются по себестоимости или справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию. Нефтегазовые активы учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа и истощения.

Износ и истощение затрат, связанных с нефтегазовыми активами, рассчитываются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов для активов, сроки полезного использования которых одинаковы со сроком полезной эксплуатации месторождения, и прямолинейного метода для активов, сроки полезного использования которых меньше, чем срок полезной эксплуатации месторождения. Ставка износа по производственному методу рассчитывается как соотношение, между объемами добычи в течении отчетного периода и доказанных разработанных резервов по состоянию на конец отчетного периода, увеличенных на объемы добычи в течении отчетного периода.

Основные средства

Основные средства, не связанные с разведкой и добычей нефти и газа, учитываются по себестоимости за вычетом накопленного износа и накопленных убытков от обесценения.

Износ данных активов рассчитывается с использованием прямолинейного метода следующим образом:

- Здания и сооружения 5-30 лет
- Машины и оборудования 2-25 лет
- Транспортные средства 5-10 лет
- Прочие 1.5-15 лет

Расходы по замене компонента основных средств, который учитывается отдельно, капитализируются, в то время как стоимость на отчетную дату заменяемого компонента списывается на расходы за вычетом доходов от реализации данного компонента. Прочие последующие расходы капитализируются, только когда они увеличивают будущие экономические выгоды, заключенные в объекте основных средств. Все прочие расходы признаются в прибылях или убытках, как расходы по мере их возникновения.

Прибыль или убыток от реализации, или выбытия актива определяется как разница между выручкой от реализации и текущей стоимостью актива и признается в прибылях или убытках.

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство включает в себя затраты, напрямую связанные со строительством основных средств для добычи нефти (стоимость приобретения таких активов, непосредственно определяемые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с ликвидацией и восстановлением месторождения) и прочих основных средств, включая соответствующее распределение прямых переменных накладных расходов, понесенных в ходе строительства. Начисление износа по таким активам начинается с того момента, когда активы готовы к предназначенному использованию. Текущая стоимость незавершенного строительства регулярно пересматривается на предмет ее справедливого отражения и необходимости признания убытков от обесценения.

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации. Амортизация рассчитывается по прямолинейному методу в течение предполагаемого срока полезной службы данных активов.

Обесценение долгосрочных активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости долгосрочных активов. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка на предмет возможного снижения возмещаемой стоимости активов (если таковое имеет место). При невозможности оценки возмещаемой стоимости для отдельно взятого актива, Группа определяет возмещаемую стоимость группы активов, генерирующей денежные средства, к которой принадлежит актив.

Возмещаемая стоимость рассчитывается по наибольшему значению из справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже и стоимости использования. При оценке стоимости использования оцененные будущие потоки денежных средств дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до вычета налогов, отражающей текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфичные для актива, по которому не корректировались оцененные будущие потоки денежных средств. Если возмещаемая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) меньше его текущей стоимости, текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) уменьшается до величины возмещаемой стоимости актива.

Убыток от обесценения немедленно признается в качестве расхода, за исключением случаев, когда соответствующий актив (земля, здания, кроме инвестиционной недвижимости, или оборудование) учитывался по переоцененной стоимости. В этом случае убыток от обесценения отражается как уменьшение соответствующего фонда по переоценке. При последующем сторнировании убытка от обесценения текущая стоимость актива (или группы активов, генерирующей денежные средства) увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы, но таким образом, чтобы увеличенная текущая стоимость не превышала его первоначальной текущей стоимости, определенной при непризнании убытка от обесценения по активу (или по группе активов, генерирующей денежные средства) в предыдущие годы. Сторнирование убытка от обесценения немедленно признается как доход.

Товарно-материальные запасы

Запасы сырой нефти и товарно-материальные запасы, используемые в добыче сырой нефти, отражаются по наименьшей из себестоимости, определяемой по средневзвешенному методу, и чистой стоимости реализации. Себестоимость включает прямые затраты на материалы, таможенные сборы, транспортные расходы и стоимость погрузочно-разгрузочных работ. Чистая стоимость реализации основана на оценке возможной стоимости реализации за вычетом всех предполагаемых затрат, связанных с завершением, маркетингом, реализацией и доставкой.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе. Денежные средства и их эквиваленты включают краткосрочные инвестиции с первоначальным сроком погашения 3 (три) месяца или менее, которые можно обратить в известные суммы денежных средств и которые подвержены незначительному риску изменения.

Налог на прибыль

Расходы по налогу на прибыль представляют собой сумму текущих налогов к уплате и отложенного налога.

Текущий налог

Текущий налог к уплате основан на сумме налогооблагаемой прибыли за период. Налогооблагаемая прибыль отличается от прибыли, отраженной в отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, поскольку она исключает статьи доходов или расходов, которые облагаются налогом или подлежат вычету в другие годы и, кроме того, исключает статьи, которые никогда не облагаются налогом и не подлежат вычету. Обязательство Группы по текущему налогу рассчитывается с использованием налоговых ставок, которые были введены официально или по существу на дату отчетного периода.

Отложенный налог

Отложенный налог признается по разнице между балансовой стоимостью активов и обязательств в финансовой отчетности и соответствующей налоговой базой, используемой при расчете налогооблагаемой прибыли и учитывается по методу обязательств. Отложенные налоговые обязательства, как правило, отражаются в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, а отложенные налоговые активы отражаются с учетом вероятности наличия в будущем налогооблагаемой прибыли, из которой могут быть вычтены временные разницы, принимаемые для целей налогообложения. Подобные налоговые активы и обязательства не признаются, если временные разницы связаны с деловой репутацией или возникают вследствие первоначального признания (кроме случаев объединения компаний) других активов и обязательств в рамках операции, которая не влияет на размер ни налогооблагаемой, ни бухгалтерской прибыли.

Активы и обязательства по отложенному подоходному налогу учитываются с использованием налоговых ставок, применение которых ожидается в течение периода выбытия активов или погашения обязательств по тем налоговым ставкам (и в соответствии с налоговым законодательством), которые были введены официально или по существу на отчетную дату. Оценка отложенных налоговых обязательств и активов отражает налоговые последствия того, как Группа ожидает на отчетную дату возместить или погасить стоимость своих активов и обязательств.

Взаимозачет по отложенным налоговым активам и обязательствам производится в том случае, когда имеется юридически закрепленное право зачесть текущие налоговые активы против текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к подоходному налогу, взимаемому одним и тем же налоговым органом, и Группа планирует возместить свои налоговые активы и погасить налоговые обязательства на нетто-основе.

Текущие и отложенные налоги признаются как расходы или доходы в отчете о прибылях и убытках, кроме случаев, когда они относятся к статьям, отнесенным непосредственно на капитал или прочий совокупный доход, когда налог также признается непосредственно в капитале или прочем совокупном доходе, или когда налоги возникают из-за первоначального учета при объединении компаний.

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Налог на сверхприбыль

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания облагается налогом на сверхприбыль. Объектом обложения налогом на сверхприбыль, согласно налоговому кодексу Республики Казахстан является часть чистого дохода Компании, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25 % от суммы вычетов Компании для целей исчисления налога на сверхприбыль. Чистый доход для целей исчисления налога на сверхприбыль определяется как разница между налогооблагаемым доходом для целей исчисления налога на сверхприбыль, и корпоративным налогом на прибыль по контракту на недропользование.

Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 212,500 тенге в месяц в 2019 г. (2018 г.: 212,130 тенге в месяц) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Эти суммы относятся на расходы в момент их возникновения. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по заработной плате в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 31 декабря 2018 гг. Группа не имела обязательств перед своими нынешними или бывшими работниками по дополнительным пенсионным выплатам, затратам на медицинское обслуживание после ухода на пенсию, страховым выплатам или иным льготам при уходе на пенсию.

Социальные обязательства

Компания заключила со своими работниками коллективный договор. В соответствии с условиями данного договора Компания обязана производить определенные социальные платежи работникам, сумма которых может варьироваться из года в год. В финансовой отчетности не создавался резерв по этим обязательствам, так как руководство Компании не может достоверно оценить сумму расходов по будущим социальным платежам. Такие расходы, если имеют место, будут отражены на момент оплаты.

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения в основном относится к консервации и ликвидации скважин и аналогичной деятельности, связанной с основными средствами добычи, включая восстановление месторождения. Руководство провело оценку резерва по этим затратам с достаточной точностью на основе внутренних инженерных оценок, текущих установленных требований по нефтегазовой деятельности и отраслевой практики. Компания признала оцененную справедливую стоимость данного резерва. Эти оцененные затраты были учтены как увеличение стоимости основных средств для добычи нефти с соответствующим увеличением резерва по ликвидации и восстановлению месторождения. Износ основных средств для добычи нефти, связанных с резервом по ликвидации и восстановлению месторождения, начисляется по производственному методу. Расходы по приросту в результате изменений в резерве по прошествии времени, применяя метод процентной ставки распределения к сумме резерва, учитываются в составе финансовых расходов.

Компания проводит регулярную оценку достаточности резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в свете текущего законодательства и положений, с соответствующими корректировками по мере необходимости.

Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

Компания признала обязательства по вложениям в развитие социальной инфраструктуры Атырауской области, Республика Казахстан, согласно условиям Контракта на недропользование. Текущая часть данных обязательств учтена по стоимости, указанной в Контракте на недропользование, которая, по мнению руководства, приближена к их справедливой стоимости. Долгосрочная часть отражается по чистой текущей стоимости. Обязательства относятся на расходы в момент их первоначального признания.

Обязательства по возмещению исторических затрат

Компания обязана возместить определенные исторические затраты, понесенные Правительством по месторождению Айранколь в соответствии с условиями Контракта на недропользование №1525 от 15 октября 2004 г. Обязательства, капитализируются как часть нефтегазовых активов, которые являются стоимостью приобретения прав на собственность месторождения Айранколь. Расходы по приросту в результате изменений в обязательствах по прошествии времени, применяя метод процентной ставки распределения к сумме обязательств, учитываются в составе финансовых расходов.

Резервы

Резервы начисляются при наличии у Группы обязательства, определяемого или подразумеваемого нормами законодательства, возникшего в результате прошлых событий, при наличии вероятности того, что для его погашения потребуется выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды, причем размер таких обязательств может быть оценен с достаточной степенью точности.

Операции в иностранной валюте

Операции в валюте, отличной от функциональной валюты Группы, отражаются по обменному курсу на дату совершения операции. На каждую отчетную дату денежные активы и обязательства, представленные в иностранной валюте, пересчитываются по курсу на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства, отраженные по первоначальной стоимости, пересчитываются по обменному курсу, действующему на дату совершения сделки. Курсовые разницы, возникающие в результате изменений в курсах валют, отражаются в прибылях или убытках.

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
1 доллар США – обменный курс на конец года (к тенге)	381.18	384.20

Средние обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

	2019 год	2018 год
1 доллар США – обменный курс средний за год (к тенге)	382.75	344.71

3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Признание дохода

Компания реализует нефть в соответствии с краткосрочными соглашениями по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок за качество. Обычно моментом перехода права собственности и признания выручки является тот момент, когда нефть физически загружена на борт судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий.

Дочернее предприятие реализует нефтепродукты с краткосрочными соглашениями по ценам определяемым изданием Argus Рынок Каспия, таблицы «Отпускные цены Petrosun в Казахстане» для внутреннего рынка и Platt's European Marketscan для экспорта. Право собственности на товар и все риски, переходит от продавца покупателю в момент передачи товара первому перевозчику. Дата штампа станции отгрузки на железнодорожной накладной является датой перехода права собственности.

В контрактах на реализацию нефти и нефтепродуктов обычно указывается максимальное количество товара, которое должно быть поставлено в течение определенного периода времени. Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов признаются при переходе права собственности и рисков потерь либо в пункте доставки, либо в пункте получения, в зависимости от условий договора.

Прибыль на акцию и балансовая стоимость акций

Прибыль на акцию определяется путем деления прибыли, приходящейся на долю акционеров Группы (числитель), на средневзвешенное количество акций (знаменатель), находившихся в обращении в течение отчетного периода.

Балансовая стоимость акций рассчитывается в соответствии с положениями приложения №5.7 Листинговых правил АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее – «КФБ»), утвержденных протоколом заседания Совета директоров от 27 апреля 2017 г. №15, введенные в действие с 1 июня 2017 г.

- За дату расчета принимается последний день периода, за который составлен отчет о финансовом положении эмитента акций.
- Балансовая стоимость одной акции, рассчитанная в соответствии с настоящим Приложением на дату составления отчета о финансовом положении эмитента акций, отражается в указанном отчете.

Балансовая стоимость одной простой акции рассчитывается по формуле:

$$BVcs = NAV / NOcs, \text{ где}$$

BVcs	(book value per common share) балансовая стоимость одной простой акции на дату расчета;
NAV	(net asset value) чистые активы для простых акций на дату расчета;
NOcs	(number of outstanding common shares) количество простых акций на дату расчета.

Чистые активы для простых акций рассчитываются по формуле:

$$NAV = (TA - IA) - TL - PS, \text{ где}$$

TA	(total assets) активы эмитента акций в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;
IA	(intangible assets) нематериальные активы в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;
TL	(total liabilities) обязательства в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;
PS	(preferred stock) сальдо счета "уставный капитал, привилегированные акции" в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета.

4. Критические учетные суждения и основные источники неопределенности оценок

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО предполагает использование Группой оценок и предположений, которые оказывают влияние на приводимые в отчетности суммы активов и обязательств, раскрытие условных активов и обязательств на дату консолидированной финансовой отчетности и приводимые в отчетности активы, обязательства, доходы и расходы, а также раскрытие условных активов и обязательств в течение отчетного периода. Наиболее существенные оценки рассмотрены ниже.

В процессе применения учетной политики Группы руководство приняло следующие суждения, которые оказали существенное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности.

Сроки полезной службы основных средств

Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого отчетного периода и, если ожидаемые результаты отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в учетных оценках в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в расчетных бухгалтерских оценках и ошибки».

Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений

Деятельность Компании регулируется различными законами и положениями по защите окружающей среды. Группа оценивает резерв по затратам на ликвидацию и восстановление месторождения на основе понимания руководством текущих законодательных требований в Республике Казахстан, условий лицензионных соглашений и внутренних инженерных оценок. Группа пересматривает резервы по ликвидации и восстановлению месторождения на каждую отчетную дату и производит их корректировку для отражения наилучшей оценки на данный момент в соответствии с КРМФО 1 «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению и иных аналогичных обязательств». Оценка будущих затрат по ликвидации требует от руководства проведения существенных оценок и суждений.

Большая часть данных резервов равномерно распределена до окончания полезной службы нефтегазовых скважин (месторождения) и, в дополнение к неопределенностям в законодательных требованиях, на оценку Компании могут влиять изменения в технологиях ликвидации активов, затратах и отраслевая практика производства данных работ.

Резерв признается в момент появления обязательства, на основе чистой текущей стоимости затрат по восстановлению участка. Фактические затраты, понесенные в будущих периодах, могут существенно отличаться от оцененных затрат. Кроме того, на стоимость данного резерва на отчетную дату могут влиять будущие изменения в законах и положениях по защите окружающей среды, оценках сроков полезного использования скважин и ставках дисконтирования.

Запасы нефти

Компания использует оценку доказанных разработанных запасов нефти для расчета амортизации нефтегазовых активов. Оценка запасов нефти включает некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном связана с полнотой достоверной геологической и инженерной информации, имеющейся в наличии на момент оценки, и интерпретации этих данных. Оценки запасов нефти анализируются и корректируются на ежегодной основе. Оценки могут пересматриваться в результате осуществления проектов по увеличению добычи, изменений в производственных мощностях или изменений в стратегии разработки.

Последняя оценка запасов нефти была выполнена по состоянию на 31 декабря 2019 г. привлеченной компанией Gaffney, Cline & Associates Limited (далее – «GCA»).

GCA выполнила оценку запасов нефти на основе принятых стандартов профессионального исследования, на данных и информации, предоставленных Компанией и в соответствии с ожиданиями Компании, в рамках поставленной задачи и времени, отведенного на оценку.

4. Критические учетные суждения и основные источники неопределенности оценок, продолжение

Отложенный налог на прибыль

По состоянию на конец каждого отчетного периода Компания оценивает отложенные налоговые обязательства и активы по действующим налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применяться в том периоде, в котором погашено обязательство, или реализован актив. Эффективная ставка налога зависит от ожидаемой будущей доходности, поскольку Компания подвержена прогрессивному режиму налога на сверхприбыль.

Расчет резерва под ожидаемые кредитные убытки

При оценке уровня ОКУ руководство использует разумную и обоснованную прогнозную информацию, которая основана на предположениях относительно будущего движения различных экономических факторов и того, как эти факторы повлияют друг на друга.

Уровень потерь в случае наступления дефолта представляет собой оценку убытков, которые возникнут при дефолте. Он основан на разнице между денежными потоками, причитающимися по договору, и теми, которые кредитор ожидал бы получить, с учетом денежных потоков от обеспечения и интегральных кредитных улучшений. Руководство оценивает уровень потерь в случае наступления дефолта по займам, выданным на уровне 19.6%.

Вероятность дефолта является ключевым исходным данным при измерении ОКУ. Вероятность дефолта - это оценка вероятности дефолта в течение заданного временного промежутка, расчет которого включает в себя исторические данные, предположения и ожидания будущих условий. Руководство оценило вероятность дефолта в 3.8% для выданных займов с учетом исторического опыта дефолта, финансового положения контрагентов и прогнозной информации, включающей в себя информацию о перспективах развития отраслей, в которых работают контрагенты Компании, полученную из отчетов экономических экспертов, финансовых аналитиков, а также анализ различных внешних источников фактических и прогнозных экономических данных, в зависимости от обстоятельств.

5. Основные средства

тыс. тенге	Прим	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефтегазовые активы	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные средства	Итого
СТОИМОСТЬ								
На 1 января 2018 года		722	31,299,895	3,241,748	7,094,255	594,630	212,355	42,443,605
Поступило		–	245,349	71,671	196,187	2,696	1,830	517,733
Перевод из незавершенного строительства	7	–	3,434,424	–	987,421	31,704	33,873	4,487,422
Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения	18	–	30,338	–	–	–	–	30,338
Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения	18	–	(155,187)	–	–	–	–	(155,187)
Перемещение между счетами			–	–	–	–	–	–
Выбыло		–	(84,715)	–	(8,227)	(44,021)	(22,462)	(159,425)
На 31 декабря 2018 года		722	34,770,104	3,313,419	8,269,636	585,009	225,596	47,164,486
Поступило		–	275,974	400	386,177	7,032	1,129	670,712
Перевод из незавершенного строительства	7	–	4,287,730	–	1,074,764	–	36,164	5,398,658
Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин	18	–	43,632	–	–	–	–	43,632
Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения	18	–	(254,383)	–	–	–	–	(254,383)
Перемещение между счетами			139,909	–	–	–	–	139,909
Выбыло		–	(58,081)	–	(74,184)	–	(11,170)	(143,435)
На 31 декабря 2019 года		722	39,204,885	3,313,819	9,656,393	592,041	251,719	53,019,579
НАКОПЛЕННЫЙ ИЗНОС								
На 1 января 2018 года		–	(11,441,213)	(1,498,827)	(2,950,910)	(355,368)	(132,704)	(16,379,022)
Начислено за год		–	(3,539,872)	(224,020)	(995,145)	(48,414)	(31,854)	(4,839,305)
Исключено при выбытии		–	56,451	–	7,606	39,011	18,730	121,798
На 31 декабря 2018 года		–	(14,924,634)	(1,722,847)	(3,938,449)	(364,771)	(145,828)	(21,096,529)
Начислено за год		–	(4,046,454)	(190,756)	(1,118,460)	(46,752)	(34,378)	(5,436,800)
Перемещение между счетами		–	–	–	(526)	–	526	–
Исключено при выбытии		–	49,137	–	48,606	–	10,667	108,410
На 31 декабря 2019 года		–	(18,921,951)	(1,913,603)	(5,008,829)	(411,523)	(169,013)	(26,424,919)
БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ								
На 31 декабря 2018 года		722	19,845,470	1,590,572	4,331,187	220,238	79,768	26,067,957
На 31 декабря 2019 года		722	20,282,934	1,400,216	4,647,564	180,518	82,706	26,594,660

По состоянию на 31 декабря 2019 г., стоимость полностью с амортизированных основных средств составила 1,089,829 тыс. тенге (на 31 декабря 2018 г.: 801,205 тыс. тенге).

6. Нематериальные активы

тыс. тенге	Прим.	2019
Стоимость		
На 1 января		228,091
Поступило		-
На 31 декабря		228,091
Накопленная амортизация		
На 1 января		(17,846)
Начислено амортизации за год		(19,724)
На 31 декабря		(37,570)
Чистая балансовая стоимость		
На 1 января		210,245
На 31 декабря		190,521

Начисленная амортизация за год, закончившийся 31 декабря 2018 г., составила 3,382 тыс. тенге.

7. Незавершенное строительство

тыс. тенге	Прим.	2019	2018
На 1 января		2,215,345	2,362,840
Поступило		6,918,478	4,823,522
Поступило из товарно-материальных запасов		16,230	71,210
Прочие поступления		489	7,702
Переведено в основные средства	5	(5,398,658)	(4,487,422)
Корректировка, связанная с получением дохода от реализации опытной добычи сырой нефти		-	(332,099)
Переведено в нематериальные активы	6	-	(161,136)
Списано		(70,480)	(69,272)
На 31 декабря		3,681,404	2,215,345

8. Займы выданные

тыс. тенге	Прим.	2019	2018
На 1 января		77,627,861	
Основная сумма долга		-	95,237,470
Возврат		(17,880,839)	(10,830,992)
Корректировка справедливой стоимости на дату первоначального признания	28	-	(15,620,417)
Начисленные проценты	27	6,433,940	1,311,887
Проценты полученные		(707,849)	(323,008)
Прибыль от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости		-	5,181,187
Амортизация корректировки справедливой стоимости	27	2,463,225	1,337,652
Прибыль от курсовой разницы, нетто		68,834	1,730,565
Резерв по ожидаемым кредитным убыткам		(54,357)	(396,483)
На 31 декабря		67,950,815	77,627,861
Классифицируется в отчете о финансовом положении как:			
Краткосрочные активы		-	17,891,020
Долгосрочные активы		67,950,815	59,736,841
		67,950,815	77,627,861

28 августа 2018 г., Компания выдала заем другому предприятию на сумму 68,318,700 тыс. тенге, срок погашения по данному займу 1 сентября 2021 г., заем необеспеченный и с годовой процентной ставкой 3.7%. 26 декабря 2018 г. было подписано дополнение к кредитному соглашению, в котором была ретроспективно изменена процентная ставка до 8.0% годовых, что было оценено как существенное изменение. Соответственно, Компания прекратила признание первоначального займа, выданного и признала новый заем по справедливой стоимости, который впоследствии был классифицирован и оценен по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря 2018 г. и 31 декабря 2019 г.

В целях оценки обесценения по данному займу, резерв по ожидаемым кредитным убыткам рассчитывается на основе ожидаемых кредитных убытков за 12 месяцев.

26 сентября 2018 г., Компания выдала заем материнской компании Precious Oil Products B.V. на сумму 75.5 млн. долларов США (эквивалентно 26,918,770 тыс. тенге), срок данного займа 31 октября 2019 г., необеспеченный и с годовой процентной ставкой 6% годовых. Заём был полностью погашен 18 октября 2019 г.

9. Прочие долгосрочные активы

тыс. тенге

Расходы будущих периодов

Долгосрочные авансы выданные

	2019	2018
Расходы будущих периодов	218,209	115,821
Долгосрочные авансы выданные	382,906	1,143
	601,115	116,964

Расходы будущих периодов представляют собой стоимость проектов, которые связаны с нефтяным месторождением и действительны в течение более одного года.

10. Прочие долгосрочные финансовые активы

тыс. тенге

Депозит, ограниченный в использовании

Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании

	2019	2018
Депозит, ограниченный в использовании	334,659	293,543
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании	76,651	60,443
	411,310	353,986

Срок размещения депозита, ограниченного в использовании, выраженного в тенге, истекает 15 октября 2029 г., проценты начисляются по ставке в размере 5.5% годовых. Данный депозит необходим в соответствии с требованием законодательства Республики Казахстан для финансирования будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 31).

11. Товарно-материальные запасы

тыс. тенге

Сырье и материалы

Готовая продукция – нефтепродукты

Готовая продукция - сырая нефть

Материалы, переданные в переработку

	2019	2018
Сырье и материалы	949,635	785,812
Готовая продукция – нефтепродукты	794,218	-
Готовая продукция - сырая нефть	97,660	156,773
Материалы, переданные в переработку	73,957	-
	1,915,470	942,585

12. Торговая дебиторская задолженность

тыс. тенге

	2019	2018
Торговая дебиторская задолженность	10,211,133	7,007,185
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(779)	(779)
	10,210,354	7,006,406

Таблица по срокам дебиторской задолженности, являющейся просроченной, но не обесцененной, приведена ниже:

тыс. тенге

	2019	2018
До 30 дней	10,113,297	7,006,406
	97,057	-
Более 360 дней	779	779
	10,211,133	7,007,185

Торговая дебиторская задолженность, главным образом, представлена суммами, причитающимися за реализованную нефть и нефтепродукты.

Кредитный период по нефти и нефтепродуктам, реализованной на экспорт - 30 дней, на внутренний рынок - 60 дней. На торговую дебиторскую задолженность проценты не начисляются.

Торговая дебиторская задолженность Компании была выражена в следующих валютах:

тыс. тенге

	2019	2018
Доллар США	10,115,732	7,002,488
Тенге	94,622	3,918
	10,210,354	7,006,406

Движение резерва по сомнительным долгам в течение 2019 и 2018 годов представлено следующим образом:

тыс. тенге

	2019	2018
На 1 января	779	-
Начислено	-	779
На 31 декабря	779	779

13. Прочие текущие активы

тыс. тенге

	2019	2018
Авансы выданные	4,231,035	1,524,254
Налог на добавленную стоимость	287,857	2,570
Прочие налоги	69,132	36,945
Расходы будущих периодов	64,425	93,647
Прочее	2,346	5,947
	4,654,795	1,663,363

14. Денежные средства и их эквиваленты

тыс. тенге

	2019	2018
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	13,641,044	15,633,688
Деньги на счетах в банках, в тенге	1,366,290	21,283
	987,250	-
Деньги в кассе	223	281
	15,994,807	15,655,252

15. Акционерный капитал

По состоянию на 31 декабря 2019 г. и на 31 декабря 2018 г. акционерный капитал Компании составил 100,000 тыс. тенге, 100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию, все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., в соответствии с решениями Единственного акционера Компания объявила 18,682,897 тыс. тенге и выплатила дивиденды в сумме 18,637,762 тыс. тенге, что эквивалентно 48,361,119 долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2018 г. - объявила 41,529,892 тыс. тенге и выплатила дивиденды 41,503,831 тыс. тенге, что эквивалентно 116,462,134 долларов США).

Доход от курсовой разницы в размере 45,135 тыс. тенге в отношении объявленных и выплаченных дивидендов был признан в отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе отчетного периода (за год, закончившийся 31 декабря 2018 г. доход от курсовой разницы составил 26,061 тыс. тенге).

За год, закончившийся 31 декабря 2019 и 2018 гг., базовая прибыль на акцию составляла:

тыс. тенге

Чистая прибыль за год

Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию

Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию

Базовая прибыль на акцию (тыс. тенге на акцию)

	2019	2018
Чистая прибыль за год	42,010,973	21,476,628
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	42,010,973	21,476,628
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль на акцию (тыс. тенге на акцию)	420	215

В соответствии с требованием Листинговых правил АО «Казахстанской Фондовой Биржи» («КФБ») необходимо раскрытие балансовой стоимости акции на дату отчета, посчитанной как общая сумма активов за минусом нематериальных активов и общей суммы обязательств, разделенная на общее количество акций.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. балансовая стоимость акции составляла 317,805 тенге (по состоянию на 31 декабря 2018 г.: 84,327 тенге).

тыс. тенге

Активы, всего

Нематериальные активы

Обязательства, всего

Итого чистые активы

Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций

Балансовая стоимость акции (тыс. тенге на акцию)

	2019	2018
Активы, всего	133,484,024	133,678,474
Нематериальные активы	(190,521)	(210,245)
Обязательства, всего	(101,513,051)	(125,035,577)
Итого чистые активы	31,780,452	8,432,652
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость акции (тыс. тенге на акцию)	318	84

16. Налогообложение

За год, закончившийся 31 декабря 2019 и 2018 годов, расходы по налогу на прибыль составили:

тыс. тенге

Расходы по текущему налогу на прибыль

Расходы по налогу на сверхприбыль

Всего расходов по текущему налогу на прибыль

Экономия по отложенному налогу на прибыль

(Экономия)/расход по отложенному налогу на сверхприбыль

Всего (экономия)/расход по отложенному налогу на прибыль

Всего расходов по налогу на прибыль

	2019	2018
Расходы по текущему налогу на прибыль	12,477,406	11,687,559
Расходы по налогу на сверхприбыль	8,869,605	10,809,208
Всего расходов по текущему налогу на прибыль	21,347,011	22,496,767
Экономия по отложенному налогу на прибыль	523,476	(2,154,817)
(Экономия)/расход по отложенному налогу на сверхприбыль	807,235	(524,062)
Всего (экономия)/расход по отложенному налогу на прибыль	1,330,711	(2,678,879)
Всего расходов по налогу на прибыль	22,677,722	19,817,888

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., расходы по текущему налогу на прибыль включают налог, удержанный с процентов, полученных по депозитам в размере 21,241 тыс. тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.: 4,846 тыс. тенге).

Отложенные налоги отражают чистое налоговое влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств, отраженной для целей бухгалтерского и налогового учёта.

16. Налогообложение, продолжение

Ниже отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отложенному налогу:

тыс. тенге

	2019	2018
Активы по отложенному налогу		
Займы выданные	1,327,671	1,820,316
Прочие налоги к уплате	1,301,839	1,588,161
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения и прочие долгосрочные финансовые обязательства	404,267	282,313
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	5,657	5,485
Прочие текущие активы	4,769	3,970
	3,044,203	3,700,245
Обязательства по отложенному налогу		
Основные средства и нематериальные активы	(2,541,033)	(2,032,437)
Кредиты полученные и проценты начисленные	(48,898)	(1,806)
Прочая дебиторская задолженность	(388,614)	(269,633)
	(2,978,545)	(2,303,876)
Активы по отложенному налогу	1,278,773	1,818,510
Обязательство по отложенному налогу	(1,213,115)	(422,141)

В Республике Казахстан, где зарегистрировано каждое из предприятий Группы, ставка подоходного налога на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г., составляла 20%. В соответствии с нормами Налогового Кодекса Республики Казахстан, Группа обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

Отложенные налоги рассчитываются по ставкам, применимым, как ожидается, к тому периоду, в котором актив реализуется или обязательство погашается, утвержденным по состоянию на отчетную дату.

Ниже приведена сверка теоретического налога на прибыль по ставке 20% и фактической суммы расходов по налогу на прибыль, учтенных в консолидированном отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе Группы:

тыс. тенге

	2019	2018
Прибыль до налогообложения	64,688,695	41,294,516
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	12,937,739	8,258,903
Корректировки с целью учета:		
Налога на сверхприбыль	9,676,840	10,285,146
Прочих не вычитаемых расходов	63,143	1,273,839
Расходы по налогу на прибыль	22,677,722	19,817,888
Эффективная налоговая ставка	35%	48%

17. Банковские займы

тыс. тенге

	2019	2018
На 1 января	105,779,003	–
Поступление	1,072,132	188,014,020
Погашение	(26,551,026)	(89,276,400)
Проценты начисленные	5,796,628	1,674,562
Проценты уплаченные	(5,692,667)	(1,527,485)
Убытки от курсовой разницы, нетто	(779,494)	6,894,306
На 31 декабря	79,624,576	105,779,003
Краткосрочная часть	21,719,848	18,247,900
Долгосрочная часть	57,904,728	87,531,103

21 сентября 2018 г. Компания заключила соглашение о кредитной линии с финансовым учреждением на сумму 75.5 миллионов долларов США (эквивалент 27,104,500 тыс. тенге), и 24 сентября 2018 г. по этой кредитной линии Компания получила кредит 50 миллионов долларов США (эквивалент 17,627,000 тыс. тенге). 16 ноября 2018 г. лимит кредитной линии был увеличен до 280 миллионов долларов США (эквивалентно 103,322,800 тыс. тенге), и 19 ноября 2018 г. Компания получила дополнительный кредит 230 миллионов долларов США (эквивалент 84,423,800 тыс. тенге).

Кредитная линия подлежит погашению в рассрочку до 22 сентября 2023 г. и обеспечена будущим притоком денежных средств от экспортной продажи сырой нефти, производственными активами Компании и 100% акциями Компании. Процентная ставка по кредитной линии - 6.0% годовых.

В течение 2019 г. Компания произвела частичное погашение основной суммы в размере 66,7 миллионов долларов США (эквивалент 25,478,894 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. текущая часть заемных средств представляет собой проценты, начисленные в размере 1.4 миллионов долларов США (эквивалент 543,181 тыс. тенге), и основную сумму в размере 55,6 миллионов долларов США (эквивалент 21,176,667 тыс. тенге), подлежащие к выплате в течение одного года.

26 июля 2019 г. Компания предоставила в финансовое учреждение полную солидарную гарантию в обеспечение исполнения обязательств дочернего предприятия, которая открыла кредитную линию на сумму 2,000,000 тыс. тенге с целью пополнения оборотных средств, на срок 24 календарных месяца, ставка 12% годовых.

27 июля 2019 г., дочернее предприятие получило 1,072,132 тыс. тенге от финансового учреждения по вышеописанной кредитной линии. 5 августа 2019 г., заём был полностью погашен.

18. Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения

тыс. тенге	Прим.	2019	2018
На 1 января		854,522	898,505
Расходы по приросту		76,907	80,866
Поступление к стоимости резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин	5	43,632	30,338
Изменения в допущениях в расчетах резерва по ликвидации и восстановлению месторождения	5	(254,383)	(155,187)
На 31 декабря		720,678	854,522

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождения должен быть признан по 180 скважинам, расположенным на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2019 г. (по состоянию на 31 декабря 2018 г.: 169 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапе завершения добычи на данном месторождении, ожидаемом в 2029 г.

После применения ставки инфляции равной 5% (2018 г.: 5%) и ставки дисконтирования равной 9% (2018 г.: 9%), текущая стоимость резерва на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. составляет 720,678 тыс. тенге и 854,522 тыс. тенге, соответственно.

19. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

тыс. тенге	Прим.	2019	2018
На 1 января		539,692	498,407
Расходы по приросту обязательств		37,636	36,188
Доход от курсовых разниц		(4,397)	81,937
Реклассификация в краткосрочную часть	22	(76,236)	(76,840)
На 31 декабря		496,695	539,692

В соответствии с условиями Контракта на недропользование №1525 от 15 октября 2004 г. по месторождению Айранколь Компания обязана вносить средства на социальные программы и программы по развитию инфраструктуры в Атырауской области (Примечание 31).

Данные обязательства выражены в долларах США и отражены по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 7% (2018 г.: 7%).

20. Торговая кредиторская задолженность

тыс. тенге

Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам
Кредиторская задолженность по внеоборотным активам

	2019	2018
Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам	2,502,020	196,632
Кредиторская задолженность по внеоборотным активам	406,124	157,043
	2,908,144	353,675

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлена в следующих валютах:

тыс. тенге

Тенге
Доллары США

	2019	2018
Тенге	2,893,124	346,760
Доллары США	15,020	6,915
	2,908,144	353,675

21. Налоги к уплате

Налог на прибыль к уплате по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлен следующим образом:

тыс. тенге

Налог на сверхприбыль
Налог на прибыль

	2019	2018
Налог на сверхприбыль	8,864,514	10,772,698
Налог на прибыль	1,282,679	849,602
	10,147,193	11,622,300

Прочие налоги к уплате по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлены следующим образом:

тыс. тенге

Налог на добычу полезных ископаемых
Рентный налог
Социальный налог
Индивидуальный подоходный налог
Налог на добавленную стоимость
Прочие налоги

	2019	2018
Налог на добычу полезных ископаемых	2,354,702	2,295,845
Рентный налог	1,436,399	2,086,336
Социальный налог	37,250	58,682
Индивидуальный подоходный налог	32,031	53,604
Налог на добавленную стоимость	308	357,856
Прочие налоги	3,087	1,593
	3,863,777	4,853,916

22. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

тыс. тенге

Задолженность по компенсации по некондиционной нефти
Авансы полученные
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)
Резерв по неиспользованным отпускам
Прочие

	2019	2018
Задолженность по компенсации по некондиционной нефти	987,250	-
Авансы полученные	904,678	-
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям	403,508	290,499
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)	76,236	76,840
Резерв по неиспользованным отпускам	15,827	14,552
Прочие	151,374	228,437
	2,538,873	610,328

23. Выручка

тыс. тенге

Экспортные продажи сырой нефти
Внутренние продажи нефтепродуктов
Внутренние продажи сырой нефти
Экспортные продажи нефтепродуктов

	2019	2018
Экспортные продажи сырой нефти	104,735,188	98,761,315
Внутренние продажи нефтепродуктов	10,272,167	-
Внутренние продажи сырой нефти	8,724,107	12,462,380
Экспортные продажи нефтепродуктов	2,992,453	-
	126,723,915	111,223,695

24. Себестоимость реализованной продукции

тыс. тенге

Налог на добычу полезных ископаемых	
Износ и амортизация	
Услуга по переработке нефти	
Заработная плата и соответствующие налоги	
Прочие налоги	
Товарно-материальные запасы	
Текущий ремонт и техобслуживание	
Корректировка себестоимости опытной добычи нефти	
Изменения в запасах сырой нефти	
Прочие	

	2019	2018
	9,561,867	9,075,476
	5,423,953	4,814,148
	4,529,756	-
	1,783,666	1,551,027
	921,393	365,110
	544,610	447,592
	527,978	736,027
	-	332,099
	(781,659)	202,392
	918,484	985,983
	23,430,048	18,509,854

25. Расходы по реализации

тыс. тенге

Рентный налог	
Таможенные процедуры	
Подготовка и транспортировка нефти	
Прочие	

	2019	2018
	16,410,316	17,023,513
	14,536,251	13,630,919
	7,959,744	6,948,895
	486,984	367,666
	39,393,295	37,970,993

26. Общие и административные расходы

тыс. тенге

Заработная плата и соответствующие налоги	
Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы	
Налоги и прочие платежи в бюджет	
Консультационные расходы	
Командировочные и представительские расходы	
Расходы по аренде	
Штрафы и пени	
Прочие	

	2019	2018
	1,392,297	1,267,782
	753,648	18,477
	198,313	18,633
	93,382	85,827
	86,668	74,599
	85,070	89,728
	6,984	839
	238,503	230,780
	2,854,865	1,768,188

27. Финансовые доходы

тыс. тенге

Процентные доходы по займам выданным	
Амортизация корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	
Процентные доходы по банковским депозитам	
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам	

Прим.	2019	2018
8	6,433,940	1,311,887
8	2,463,225	1,337,652
	138,907	32,253
	16,208	13,889
	9,052,280	2,695,681

28. Финансовые расходы

тыс. тенге

	Прим.	2019	2018
Процентные расходы по банковским займам	17	5,796,629	1,674,562
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановления месторождения	18	76,907	80,866
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств	19	37,636	36,188
Убыток от корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	8	-	15,620,417
		5,911,172	17,412,033

29. Убыток от курсовой разницы, нетто

тыс. тенге

	2019	2018
Прибыль от курсовой разницы	5,075,433	6,211,616
Убыток от курсовой разницы	(4,311,297)	(8,103,100)
	764,136	(1,891,484)

30. Операции со связанными сторонами

Связанные стороны включают в себя акционеров, аффилированные компании и компании под общим контролем, на которые Группа может оказывать значительное влияние, а также ключевое руководство Группы. Операции со связанными сторонами совершались на условиях, согласованных между сторонами и не предусматривающих обязательного использования рыночных цен.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 и 2018 гг., прочие транзакции со связанными сторонами включали выплату дивидендов Единственному акционеру (Примечание 15), компенсацию ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

За год, закончившийся 31 декабря 2019 и 2018 гг., компенсация ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из краткосрочных вознаграждений работникам и составила 479,865 тыс. тенге и 378,678 тыс. тенге, соответственно.

Компенсация членам Совета директоров за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., составила 32,703 тыс. тенге и 65,846 тыс. тенге, соответственно.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров признается в общих и административных расходах.

31. Условные обязательства

Условные обязательства по Контракту на недропользование

Несоблюдение условий Контракта на недропользование

Правительство имеет право приостановить или отменить Контракт на недропользование, если Компания существенно нарушит свои обязательства по Контракту на недропользование. Руководство Компании считает, что соблюдает обязательства, указанные в Контракте на недропользование. Однако такое соблюдение может быть оспорено соответствующими органами, чья интерпретация может существенно отличаться от такового руководства Компании.

Обязательство по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контракту на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Годовая сумма обязательств, установленных Контрактом на недропользование, составляет

200,000 долларов США. Компания отразила обязательства по развитию социальной инфраструктуры в данной финансовой отчетности (Примечание 19).

Обязательство по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию) и капитальных затрат. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2019 г.

Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана продавать 20% добытой нефти на месторождении Айранколь в Республике Казахстан. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 гг., реализация казахстанским нефтеперерабатывающим заводам составила 277,500 тонн и 257,000 тонн добытой нефти, соответственно. Руководство считает, что выполнило данное требование на 31 декабря 2019 г.

Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактом на недропользование по завершению эксплуатации нефтяного месторождения, Компания обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяном месторождении в порядке, установленном Законом о недропользовании. Компания отразила резерв по ликвидации и восстановлению месторождения в данной финансовой отчетности (Примечание 18). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме резерва, начисленного на восстановление месторождения в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контракту на недропользование Компания обязана создать ликвидационный фонд для финансирования ликвидации последствий нефтегазовых операций в размере 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию), понесенных в течение периода действия Контракта на недропользование.

Взносы в ликвидационный фонд должны производиться на специальный депозитный счет в любом банке Республики Казахстан (Примечание 10). Компания отразила резерв по ликвидации определенных скважин и восстановлению занимаемого ими участка в данной консолидированной финансовой отчетности.

При достижении соглашения с Правительством данный ликвидационный фонд будет использоваться как финансирование обязательств по ликвидации месторождения и восстановлению окружающей среды.

Обязательства по страхованию

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана разработать программу страхования деятельности, имущества и ответственности. Программа страхования утверждена решением Совета директоров в мае 2017 г.

31. Условные обязательства, продолжение

Прочие условные обязательства

Операционная среда

Рынки развивающихся стран, включая Республику Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Республике Казахстан, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации.

Будущее направление развития Республики Казахстан в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране. В связи с тем, что Республика Казахстан добывает и экспортирует большие объемы нефти и газа, экономика Республики Казахстан особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ. В марте 2020 года мировые цены на нефть резко упали более чем на 40%, что привело к немедленному ослаблению курса казахстанского тенге по отношению к основным валютам.

Рынки развивающихся стран, включая Республику Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Республике Казахстан, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации.

Будущее направление развития Республики Казахстан в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране. В связи с тем, что Республика Казахстан добывает и экспортирует большие объемы нефти и газа, экономика Республики Казахстан особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ. В марте 2020 года мировые цены на нефть резко упали более чем на 40%, что привело к немедленному ослаблению курса казахстанского тенге по отношению к основным валютам.

Налогообложение

Налоговая система Казахстана является относительно новой и характеризуется многочисленными налогами и частыми изменениями в законодательстве, официальных определениях и судебных решениях. Налоги подлежат проверке со стороны ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени. Налоговый период остается открытым для проверки со стороны налоговых органов в течение пяти календарных лет; однако, при определенных обстоятельствах налоговый период может быть открытым дольше указанного выше срока. Руководство Группы, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, полагает, что все применимые налоги были начислены. Налоговые органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и различия в трактовке могут существенно повлиять на консолидированную финансовую отчетность.

Санкции включают доначисление сумм налогов, пени и штрафов. В настоящее время порядок применения штрафных санкций и пени по выявленным нарушениям казахстанских законов, указов и стандартов является очень строгим. Санкции включают конфискацию спорных сумм, наложение штрафов (в том числе за нарушение валютного законодательства), и пени в размере 2.5-кратной официальной ставки рефинансирования установленной Национальным Банком Республики Казахстан за каждый день нарушения. Ставка штрафа составляет 50% от суммы доначисленного налога. В результате пени и штрафы могут приводить к суммам, во много раз превышающим любые неправильно рассчитанные суммы налогов.

Вопросы охраны окружающей среды

Руководство считает, что в настоящее время она соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. Однако данные законы и нормативные акты могут в будущем измениться. Группа не в состоянии заранее представить сроки и степень изменения законов и нормативных актов по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. В случае таких изменений от Группы может потребоваться модернизация процессов для соответствия более жестким требованиям.

Юридические вопросы

Группа время от времени выступает объектом судебных разбирательств и судебных решений, которые по отдельности или в совокупности не оказали значительного влияния на Группу. Руководство считает, что разрешение всех деловых вопросов не окажет существенного влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

32. Политика управления рисками

В ходе обычной деятельности Группа подвержена рыночным рискам, которые включают в себя кредитный риск, валютный риск, риск ликвидности и операционный риск.

Категории финансовых инструментов

тыс. тенге

Прим.

2019

2018

Финансовые активы:

Займы выданные	8	67,950,815	77,627,861
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,994,807	15,655,252
Торговая дебиторская задолженность	12	10,210,354	7,006,406
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	411,310	353,986
Прочие текущие активы		2,346	5,947
		94,569,632	100,649,452

тыс. тенге

Прим.

2019

2018

Финансовые обязательства:

Банковские займы	17	79,624,576	105,779,003
Торговая кредиторская задолженность	20	2,908,144	353,676
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22	2,523,046	595,775
Обязательство по социальной инфраструктуре	19	496,695	539,692
		85,552,461	107,268,146

Кредитный риск

Группа подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток.

Кредитный риск в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью и займами выданными. Данные суммы представлены в консолидированном отчете о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам и резерва по ожидаемым кредитным убыткам.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., существенную долю в доходе Группа получила от покупателя, Vitol Central Asia S.A., что составляет 83% (за год, закончившийся 31 декабря 2018 г.: 89%) от общего дохода Группы. В результате чего, Группа имела существенную концентрацию кредитного риска.

Валютный риск

Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют.

Валютный риск Группы в основном связан с торговой дебиторской задолженностью, займами выданными и денежными средствами.

Операционный валютный риск Группы связан с продажами сырой нефти в валюте, отличной от функциональной валюты Группы. Большая часть продаж выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге. Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена, связанного с торговой дебиторской задолженностью, в любой момент времени ограничена одним месяцем.

32. Политика управления рисками, продолжение

Балансовая стоимость денежных активов и денежных обязательств Компании, выраженных в иностранной валюте:

	2019	2018
Выраженные в долларах США		
Активы	24,744,026	40,527,196
Обязательства	(80,626,846)	(105,785,919)
Чистая балансовая позиция	(55,882,820)	(65,258,723)

Анализ чувствительности к валютному риску

Группа в основном подвержена риску, связанному с влиянием колебаний обменного курса доллара США к тенге. При составлении отчетов о валютном риске для ключевого управленческого персонала Группой используется уровень чувствительности в 20% и отражает оценку руководством разумно возможного изменения курсов валют.

В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец периода.

При конвертации на конец периода используются курсы, измененные на 20% по сравнению с действующими.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли до налогообложения (вследствие возможных изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Увеличение на 20% представляет ослабление тенге по отношению к доллару США, в то время как уменьшение на 20% представляет укрепление тенге по отношению к доллару США.

	31 декабря 2019 года		31 декабря 2018 года	
	тенге/ доллар США 20%	тенге/ доллар США -20%	тенге/ доллар США +20%	тенге/ доллар США -20%
тыс. тенге				
Чистый доход/(убыток)	(11,176,564)	11,176,564	(13,051,745)	13,051,745

Операционный риск

Операционный риск – это риск для Группы понести финансовые убытки в результате прерывания деятельности и возможного ущерба для имущества Группы в результате природных бедствий и технологических аварий.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Процентный риск

По состоянию на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. Группа не подвержена риску изменения процентных ставок, поскольку все займы были получены по фиксированным процентным ставкам.

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты. Позиция ликвидности Группы тщательно контролируется и управляется. Группа использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств для обеспечения наличия адекватных денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.

В следующих таблицах отражены ожидаемые сроки погашения по непроизводным финансовым активам и обязательствам Группы.

31 декабря 2019 года		Средне- взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
тыс. тенге	Прим.					
Займы выданные	8	6%-13.75%	-	-	67,950,815	67,950,815
Денежные средства и их эквиваленты	14		15,994,807	-	-	15,994,807
Торговая дебиторская задолженность	12		10,210,354	-	-	10,210,354
Прочие долгосрочные финансовые активы	10		-	-	411,310	411,310
Прочие текущие активы	13		4,391,725	263,070	-	4,654,795
Итого финансовые активы			30,596,886	263,070	68,362,125	99,222,081
Финансовые обязательства:						
Банковские займы	17	6%	(543,181)	(21,176,667)	(57,904,728)	(79,624,576)
Торговая кредиторская задолженность	20		(2,908,144)	-	-	(2,908,144)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22		(2,462,637)	(76,236)	-	(2,538,873)
Обязательство по социальной инфраструктуре	19		-	-	(496,695)	(496,695)
Итого финансовые обязательства			(5,913,962)	(21,252,903)	(58,401,423)	(85,568,288)
Чистая позиция			24,682,924	(20,989,833)	9,960,702	13,653,793

32. Политика управления рисками, продолжение

В следующих таблицах отражены ожидаемые сроки погашения по непроизводным финансовым активам и обязательствам Компании.

31 декабря 2018 года		Средне- взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
тыс. тенге	Прим.					
Финансовые активы:						
Займы выданные	8	6%-13.75%	–	17,891,020	59,736,841	77,627,861
Денежные средства и их эквиваленты	14		15,655,252	–	–	15,655,252
Торговая дебиторская задолженность	12		7,006,406	–	–	7,006,406
Прочие долгосрочные финансовые активы	10		–	–	353,986	353,986
Прочие текущие активы	13		1,663,363	–	–	1,663,363
Итого финансовые активы			24,325,021	17,891,020	60,090,827	102,306,868
Финансовые обязательства:						
Банковские займы	17	6%	(638,733)	(17,609,167)	(87,531,103)	(105,779,003)
Торговая кредиторская задолженность	20		(353,675)	–	–	(353,675)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22		(533,488)	(76,840)	–	(610,328)
Обязательство по социальной инфраструктуре	19		–	–	(539,692)	(539,692)
Итого финансовые обязательства			(1,525,896)	(17,686,007)	(88,070,795)	(107,282,698)
Чистая позиция			22,799,125	205,013	(27,979,968)	(4,975,830)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Руководство считает, что справедливая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, оцениваемых по амортизированной стоимости, которая классифицируется в категории уровня 1 иерархии для денежных средств и их эквивалентов, категории уровня 2 иерархии для займов, выданных и уровня 3 иерархии в отношении торговой и прочей дебиторской, кредиторской задолженности и займов полученных приближена к балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г.

Группа применяет трехэтапную модель обесценения финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. Все финансовые активы Группы по состоянию на 31 декабря 2019 г. и 31 декабря 2018 г. классифицируются как уровень 1.

33. События после отчетной даты

С 31 декабря 2019 г. до даты утверждения и подписания данной консолидированной финансовой отчетности корректирующих событий, либо событий, требующих раскрытия в данной консолидированной финансовой отчетности, не было.

34. Утверждение консолидированная финансовой отчетности

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена и подписана руководством Компании 27 марта 2020 года.





ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ОСНОВНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Финансовые показатели

млн. тг.	2019	2018	2017	2016	2015
Финансовые результаты					
Выручка	126,724	111,224	84,190	69,147	51,259
Валовая прибыль	103,293	92,714	69,246	56,408	40,748
Прибыль до налогообложения	64,689	41,295	40,514	33,207	17,584
Прибыль	42,011	21,477	26,522	20,365	10,425
Закрепленные активы					
Долгосрочные активы	100,709	90,520	28,882	26,202	24,464
Текущие активы	32,775	43,159	14,472	14,229	9,292
Долгосрочные обязательства	(60,335)	(89,347)	(2,679)	(3,422)	(2,901)
Текущие обязательства	(41,178)	(35,688)	(11,979)	(9,604)	(15,809)
Чистые активы	31,971	8,643	28,696	27,405	15,046

Основная статистика

	ед. изм.	2019	2018	2017	2016	2015
Добыча нефти	тыс. т	900	849	854	859	849
Реализация нефти, включая	тыс. т	900	859	860	871	861
Экспорт нефти	тыс. т	622	602	629	649	623
Внутренние продажи	тыс. т	278	257	231	222	238
Базовая прибыль на акцию	тыс. тг.	420	215	265	204	104
Балансовая стоимость одной акции	тыс. тг.	318	86	287	274	150
Свободный денежный поток	млн. тг.	31,711	37,661	24,927	22,374	13,012
ЕБИТДА	млн. тг.	67,026	57,560	44,920	36,878	22,596

ГЛОССАРИЙ

В.В., Б.В – Акционерное общество закрытого типа

ЕВITDA – Earnings before income tax, depreciation and amortisation, доход до вычета расходов по подоходному налогу и амортизации

FOB – Free on Board, франко-борт

GI – Global Insight, аналитическое агентство

GCA – Gaffney, Cline & Associates, Группа по оценке запасов нефти

plc – Public Limited Company, общество с ограниченной ответственностью открытого типа

S&P – Standard & Poor's, рейтинговое агентство

АО – Акционерное общество

АО «РД «КМГ» – АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

АНПЗ – ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»

в т.ч. – в том числе

ВВП – Валовой внутренний продукт

ВУЗ – Высшее учебное заведение

г. – город

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РК

ГПЭС – Газопоршневая электростанция

долл. США – доллар США

Доп. – Дополнительное (соглашение)

ед. – единиц

КИН – Коэффициент извлечения нефти

км – километр

КПН – Корпоративный подоходный налог

КПЭ – Ключевые показатели эффективности

КТК – Каспийский трубопроводный консорциум

КФБ – АО «Казахстанской Фондовой Биржи»

ЛЭП – Линия электропередачи

м. – месторождение

м³ – метр кубический

млн. – миллион

млрд. – миллиард

МНГ – Министерство нефти и газа

МНК – Морская нефтяная Группа

мПа*с – миллипаскаль, единица измерения вязкости нефти

МЭМР – Министерство энергетики и минеральных ресурсов

НБ РК – Национальный Банк Республики Казахстан

НГЗН – Начальные геологические запасы товарной нефти

НДС – Налог на добавленную стоимость

НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых

НМА – нематериальные активы

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НСП – Налог с продаж

ОАО – Открытое Акционерное Общество

ОО – Общественная организация

ООО – Общество с ограниченной ответственностью

ОС – основные средства

откл – отклонения

ОЮЛ – Объединение юридических лиц

ПККР – ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз

ППН – Пункт подготовки нефти

ПСП – Приемо-сдаточный пункт нефти

ПУЗ – Профессионально-техническое учебное заведение

РК – Республика Казахстан

СНГ – Содружество независимых государств

СП – совместное предприятие

СРП – Соглашение о разделе продукции

ст. – статья

т – тонна(ы)

т.к. – так как

т.п. – тому подобное

ТМЗ – Товарно-материальные запасы

ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью

тыс. – тысяча

ФИО – Фамилия, имя, отчество

чел – человек

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Мусина Жанна Жасулановна
И.о. Корпоративного секретаря АО «Каспий нефть»

Республика Казахстан, г. Атырау,

060009, ул. Сатбаева 15В

e-mail: zh.mussina@caspineft.kz

+7 (7122) 31 56 63

Регистратор Компании:

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

050040 г. Алматы, ул. Сатпаева д. 30А/3

Телефон: 8 (727) 272-47-60

e-mail: info@tisir.kz

сайт: <http://www.tisir.kz>



Атырау 2020