



**АО «КАСПИЙ НЕФТЬ»
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2021 ГОД**



СОДЕРЖАНИЕ

Стратегический отчет	Управление	Консолидированная финансовая отчетность	Дополнительная информация
6 Ключевые показатели	34 Управление рисками	52 Заявление руководства об ответственности	100 Основные исторические показатели
7 Обращение Председателя Совета директоров	37 Социальная ответственность и защита окружающей среды	53 Аудиторское заключение независимого аудитора	101 Глоссарий
8 Обращение Генерального директора	42 Корпоративное управление	56 Консолидированный отчет о финансовом положении	102 Контактная информация
9 Информация о Группе		57 Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе	
16 Основные события		58 Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала	
18 Операционная деятельность		59 Консолидированный отчет о движении денежных средств	
28 Финансовая деятельность		60 Примечания к финансовой отчетности	



КАСПИЙ
НЕФТЬ

РВС-1000 №8

ВІДА ПОЖАРНАЯ

КАСПИЙ
НЕФТЬ

РВС-700 №5

ВІДА ПОЖАРНАЯ

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



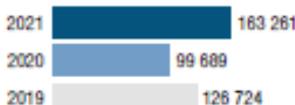
CASPIY NEFT 2021

ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Выручка

(млн тг)

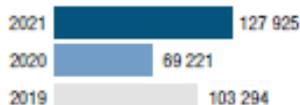
+64%



Валовая прибыль

(млн тг)

+85%



EBITDA

(млн тг)

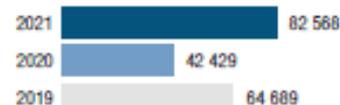
+77%



Прибыль до налогообложения

(млн тг)

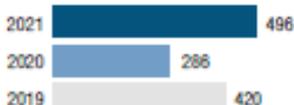
+95%



Базовая прибыль на акцию

(тыс. тг / акцию)

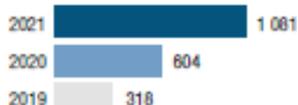
+73%



Балансовая стоимость акции

(тыс. тг / акцию)

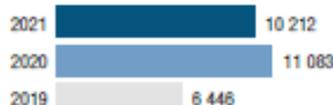
+79%



Инвестиции

(млн тг)

-8%

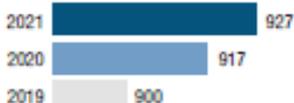


ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Добыча нефти

(тыс. т)

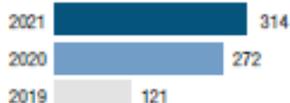
+1%



Переработка нефти

(тыс. т)

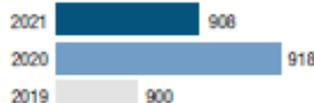
+15%



Отгрузка нефти

(тыс. т)

-1%

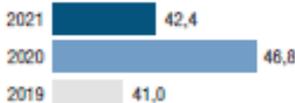


РЕСУРСЫ

Доказанные запасы нефти

(млн барр)

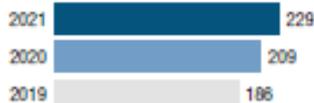
-9%



Общий фонд скважин

(шт.)

+10%

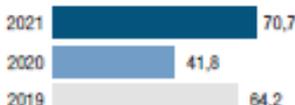


ЦЕНЫ

Brent

(\$/барр)

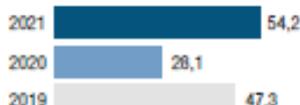
+69%



Нзтбек – Экспорт

(\$/барр)

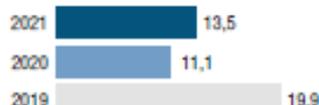
+93%



Нзтбек – Внутренние продажи

(\$/барр)

+22%





ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Уважаемые акционеры и партнеры,

Последние два года были непростыми для большинства компаний, и Группа «Каспий нефть» не исключение. Мы столкнулись с рядом непредвиденных препятствий, но благодаря слаженной работе нашей команды и эффективному корпоративному управлению мы смогли преодолеть возникшие сложности и негативные внешние факторы, а также заложили прочный фундамент для успешного и стабильного роста в последующие годы.

Держим курс на автоматизацию

В эпоху научно-технического прогресса внедрение современных информационных технологий является одним из важнейших аспектов развития компаний и мировой экономики в целом.

С 2019 года наша команда ведет работы по модернизации производственных объектов и полной автоматизации технологических процессов, благодаря чему совместно с прочими мероприятиями Группа продолжает оптимизировать операционные затраты и повышать эффективность бизнес-процессов. Так в 2021 году Группа достигла исторического максимума по объемам добычи нефти, показателям EBITDA и чистой прибыли, а также возобновила выплату дивидендов.

Остаемся экологичными

Являясь одной из крупных компаний, занимающейся разработкой нефтегазового месторождения, мы осознаем всю ответственность, которую несем за сохранение окружающей среды.

Мы продолжаем придерживаться стратегии минимизации негативного влияния процессов добычи углеводородов на окружающую среду и здоровья людей, с которыми вы можете ознакомиться на странице 38.

Люди – наш главный ресурс

Я хочу поблагодарить каждого члена команды «Каспий нефть», чей вклад позволил Группе существенно улучшить показатели производственной и финансовой деятельности в отчетном году.

Мы уделяем большое внимание безопасности наших сотрудников на производстве, а также подготовке новых высококвалифицированных кадров.

От формализма к эффективности

Для меня очевидным является тот факт, что достойные условия труда, гендерное равенство и недопущение любой формы дискриминации является ключевой составляющей прогресса и устойчивого развития компании.

С учетом нашей сферы деятельности в Группе на протяжении последних трех лет работает не менее 14% женщин.

Как Председатель Совета Директоров я горжусь тем, что на протяжении многих лет в состав совета директоров входят женщины.

Изменения в Совете Директоров

В январе 2021 года г-жа Найзабекова Светлана Мырзахановна вышла из состава Совета Директоров. Хочу поблагодарить Светлану Мырзахановну за внесенный вклад в развитие Группы на протяжении последних 4 лет.

Я хочу поприветствовать нового Члена Совета Директоров – г-на Хаметова Асхата Тимуровича. Мы рады его присоединению к нашей команде.

Благодарность

В заключение я хочу поблагодарить акционеров и партнеров Группы за проявленное доверие и оказанную поддержку.

События последних лет лишь укрепили нашу уверенность в собственных силах. Мы планируем не останавливаться на достигнутых результатах и достигать новых вершин!

Утегалиев Сисенгали Ажгалиевич

Председатель Совета Директоров

ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

Прежде всего от имени руководства и коллектива приносим свои соболезнования всем пострадавшим и жертвам трагических событий января 2022 года.

В отчетном году, как и в прошлые годы Группа продолжает осуществлять операционную стратегию, основными целями которой является максимизация доходности посредством поддержания стабильно высокого уровня добычи нефти, оптимизации затрат и эффективных инвестиций.

Так в рамках реализации трехлетней программы модернизации производственных объектов Группе удается минимизировать темп падения добычи при вступлении месторождения в III стадию разработки, увеличить извлекаемые запасы нефти, а также увеличить мощность своих производственных объектов.

В 2021 году Группа достигла максимума по добыче нефти за всю свою историю (**917 тыс. тн**). Объем отгрузки нефти поддерживается на уровне не менее **900 тыс. тн** третий год подряд.

Продолжается внедрение программы автоматизации производственных процессов «Smart Field Airankol». Возможность удаленного мониторинга и интеграция всех систем позволяют осуществлять более эффективное управление технологическими процессами на производстве, ускоряет принятие управленческих решений, а также позволяет достигнуть операционной экономии.

С учетом комплекса мер по сдерживанию роста затрат, а также на фоне продолжающегося выхода экономик из кризисного состояния, вызванного COVID-19, и роста цены на нефть в отчетном году Группа существенно усилила свое финансовое положение.

EBITDA Группы составила **85,591 млн тенге**, почти удвоившись от уровня 2020 года. **EBITDA маржа** Группы сохраняется в диапазоне **49%-52%** на протяжении последних шести лет.

Соответственно, базовая прибыль на акцию в 2021 году достигла **496 тыс. тенге**, продемонстрировав рост на **73%** в сравнении с 2020 годом.

В отчетном году Группа осуществила выплату дивидендов на сумму **950 млн тенге**.

Группа прилагает все усилия для поддержания здорового микроклимата на рабочих местах и улучшения условий нахождения сотрудников на вахте. В результате чего на протяжении последних 3-х лет **коэффициент текучести кадров** удерживается на низком уровне и не превышает **6%** в год.

Группа продолжает уделять значительное внимание вопросам безопасности, внедрению лучших практик контроля рисков, методик обучения работников.

Обеспечение безопасных условий труда в регионе операционного присутствия и сохранности окружающей среды продолжают оставаться основополагающим принципом нашей деятельности.

Тыран Серік Базарбайұлы
Генеральный директор

ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

1997–1998 гг.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Создание Компании; ▪ Получение Лицензии на разведку нефти месторождения «Айранколь»; ▪ Подписание Контракта на проведение разведки нефти месторождения «Айранколь».
2000–2004 гг.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Пробная добыча нефти на месторождении «Айранколь»; ▪ Подписание Контракта на добычу и начало коммерческой добычи нефти.
2007 г.-2015 гг.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Получение Лицензии на проектирование и оперирование на объектах по добыче нефти; ▪ Подписание Дополнительных соглашений к Контракту на добычу нефти; ▪ Дополнения к технологической схеме разработки месторождения.
2016 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Обновление оценки запасов на месторождении «Айранколь»; ▪ Достижение пиковых объемов добычи нефти.
2017 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 20-летие с момента создания Компании
2018–2019 гг.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Обеспечение и поддержание стабильного уровня добычи нефти; ▪ 1 этап модернизации производственных объектов; ▪ Создание дочернего предприятия: ТОО «Каспий нефть трейдинг».
2020 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 этап модернизации производственных объектов; ▪ Увеличение пропускной способности до 3,800 тыс. куб. м в год.
2021 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Достижение исторического максимума по уровню добычи нефти.

История

АО «Каспий нефть» (далее – «Компания») было создано и зарегистрировано в городе Атырау 22 января 1997 года. В декабре 2016 года Компания была преобразована в форму акционерного общества.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. единственным акционером Компании является АО «Joint Resources», которое зарегистрировано в Республике Казахстан. 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.

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

Основная деятельность

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

Основные виды деятельности дочернего предприятия связаны с оптовой и розничной торговлей нефтью и/или нефтепродуктами

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.

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:

- **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;
- **Эффективные инвестиции.** Принятие решений в инвестиционной деятельности на основе тщательного анализа результативности и эффективности.

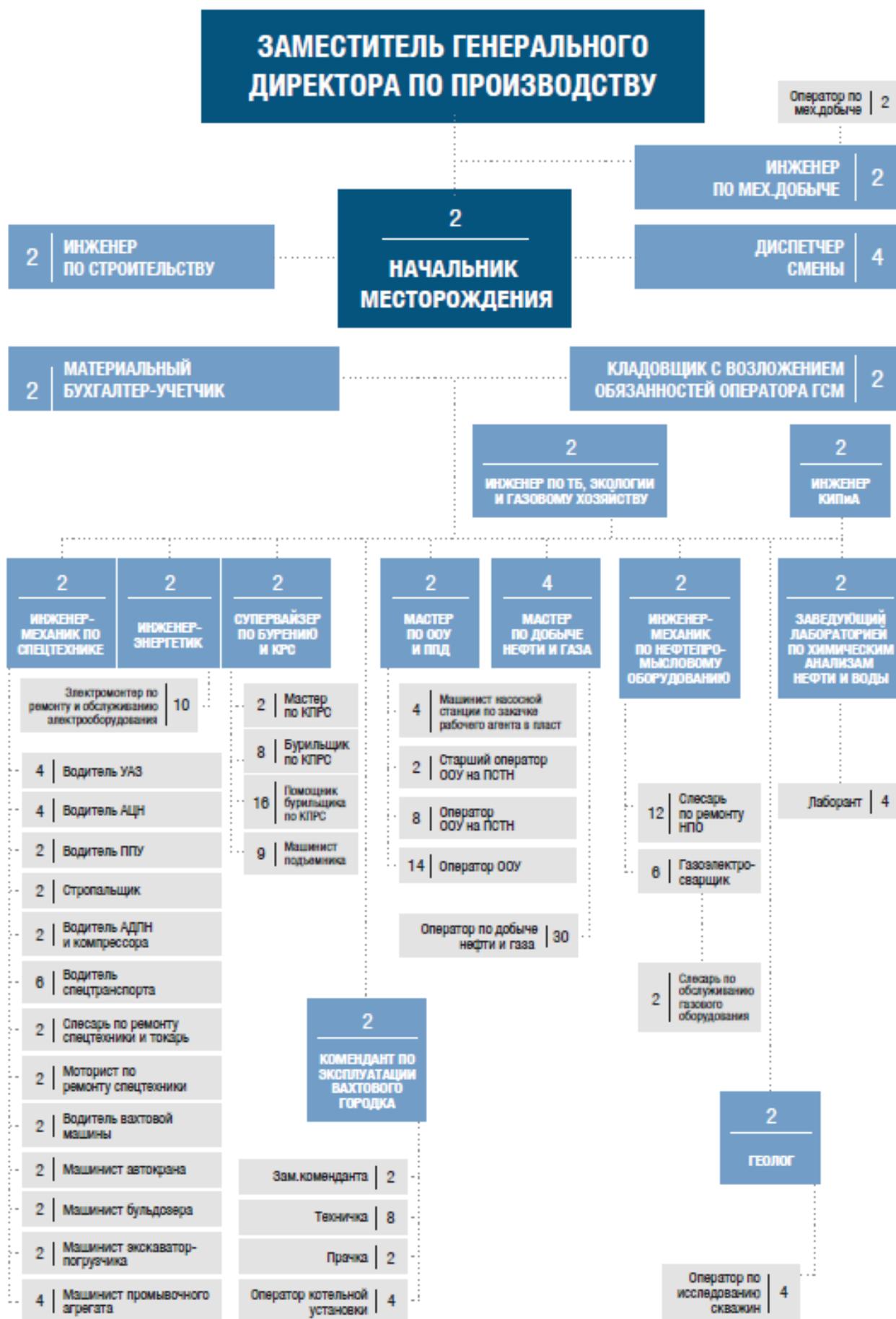
Производственная структура

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

Среднесписочная численность производственного персонала в 2021 году составила **227 человек** (2020 год: 229 человек), что составляет **80%** (2020 год: 80%) от общей среднесписочной численности сотрудников.

Обобщенная производственная структура представлена на диаграмме ниже.





Информация о нефтегазовых запасах и планы их разработки

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, находящихся за пределами контрактной площади.

Нефтяное месторождение Айранколь, открытое в 1979 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.

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 независимого аудита объемов начальных геологических запасов товарной нефти и газа (далее – «НГЗГ») по месторождению Айранколь. Указанный аудит проводится путем проверки карт, разрезов и данных по скважинам, при этом также проводится оценка параметров, использованных в расчетах запасов.

Обзорная карта по месторождению Айранколь



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 ОИН), 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 версии 1.01 от июня 2018 года.

Проведенное компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2021 года составляет **68.2 млн баррелей** (31 декабря 2020 года: 61.0 млн баррелей).

На конец 2021 года добыча велась по **172 скважинам** (на конец 2020 г.: 157 скважин) с применением механизированного способа эксплуатации. Средняя глубина скважин составляет **800–1,600 м**.

Наиболее вероятная оценка НГЗН и валовых запасов нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2021 года (млн баррелей)

Наиболее вероятные НГЗН:	288,8
Валовые запасы по месторождению	
Освоенные:	42,1
Неосвоенные:	0,3
Итого доказанные:	42,4
Доказанные + Вероятные:	48,3
Доказанные + Вероятные + Возможные:	54,3

Нефтяное месторождение Айранколь, с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. **Общий фонд скважин** на месторождении по состоянию на 31 декабря 2021 года составляет **229 скважин** (31 декабря 2019 г.: 209 скважин), в том числе 172 добывающих скважин, 22 водонагревательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 2 водозаборные скважины, 2 водозаборные скважины в консервации, 5 ликвидированных скважин и 6 скважины в освоении.

Компания продолжает реализацию принятого в 2019 году плана разработки месторождения «Айранколь», подготовленного ТОО «Timal Consulting Group» и утвержденного Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до ее истечения в октябре 2029 года. Группа с высокой степенью вероятности ожидает продления срока действия контракта недропользования на дополнительные 5 лет с аналогичными условиями.

Увеличение объемов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012–2021 годов.

Объем добычи по состоянию на конец декабря 2021 года составил **18,699 баррелей нефти в сутки** (на конец 2020 года: 19,076 баррелей нефти в сутки), из которых **70%** (2020 год: 73%) относится на счет юрских пластов восточного свода.

В 2020 году была завершена опытная программа закачки горячей воды в меловые коллекторы с целью увеличения пластовой температуры, снижения вязкости нефти и увеличения ее подвижности.

Для целей экономии на числе пробуриваемых скважин были проведены работы по оснащению скважин для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких горизонтов.

В 2021 году было завершено бурение **19 эксплуатационных скважин** (2020 год: 23 скважин), при этом суммарный объем проходки составил **22,900 погонных метров** (2020 год: 29,250 погонных метров).

Согласно бизнес-плану на 2022–2024 годы, Группа планирует пробурить до **23 новых скважин** и ввести в эксплуатацию до **13 добывающих скважин**.

Для контроля и замера объемов добычи нефти на месторождении используются групповые установки замера нефти типа «АГЗУ-Массомер». Кроме того, Группой приобретены и установлены новые узлы учета (Emerson), которые обеспечивают возможность дистанционного контроля и управления работами по учету и замеру продукции.

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

В состав установки входят сепараторы, печи подогрева, емкости хранения, насосы, а также технологические сооружения для нагнетания воды в пласт. Установка представляет собой полностью автономный технологический комплекс.

Попутный газ

Месторождение Айранколь содержит неразработанные газовые ресурсы в виде попутного газа (растворенного в нефти), залегающего в интервалах юрского коллектора.

Компания придерживается политики запрещения сжигания газа в факеле.

В июне 2011 года была разработана и утверждена «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Айранколь». Программа была согласована с Министерством энергетики Республики Казахстан.

Весь объем добываемого попутного газа используется для производства электроэнергии для собственных нужд промысла (выработка электроэнергии, обогрев трубопроводных линий продукции).



ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ 2021

В 2021 году восстановление мировой экономики и экономики Казахстана, а также комплекс мероприятий, проведенный Группой для целей оптимизации затрат, завершение программы модернизации производственных объектов и внедрение проекта автоматизации **Smart Field Airankol** позволили Группе увеличить общую пропускную способность до **3,800 тыс. куб. м** (до модернизации: 1,500 тыс. куб. м) в год.

В период с 2019 года по 2021 год были проведены работы по 100% автоматизации технологических процессов производственных объектов, а также 43 добывающих скважин, и осуществлена интеграция всех систем в единую промышленную базу данных, которая предоставляет возможность удаленного мониторинга и управления всеми производственными объектами.

Эффективное внедрение системы **Smart Field Airankol** включает в себя 4 последовательных этапа:

- Автоматизация базовых технологических процессов для нефтедобычи;
- Телеметрия и телемеханизация для передачи промысловых данных и удаленного управления скважинами и производственными объектами;
- Цифровизация всех производственных данных, что дает возможность централизованно анализировать и моделировать процессы через информационно аналитический центр как на месторождении «Айранколь», так и в офисе в г. Атырау;

- Внедрение «Интеллектуального месторождения» - автоматический анализ большого объема данных, используя машинное обучение для оперативного принятия решений с целью эффективной разработки месторождения.

Концепция «**Цифрового Месторождения**» решает следующие задачи:

- Освобождение персонала от рутинных работ с промысловыми данными;
- Повышение доверия к достоверности собираемых данных;
- Снижение потерь при добыче нефти от внеплановых простоев;
- Повышение эффективности рабочего процесса по подбору технологического режима работы скважин;
- Стандартизация методологии по выбору скважин-кандидатов и вида геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- Внедрение мобильных технологий для оперативного сбора промысловых данных;
- Повышение квалификации специалистов.

Результатом внедрения проекта «**Smart Field Airankol**» также является увеличение объема среднегодовой добычи с 850 тыс. тонн до исторического максимума **927 тыс. тонн** (2020 год: 917 тыс. тонн).

Внедрение данного проекта дает возможность удерживать среднегодовую добычу в пределах не менее 500 тыс. тонн в ближайшие годы.



В отчетном году было завершено бурение **19 эксплуатационных скважин**.

С 2021 г. Группа начала оптимизировать рабочие процессы через интеграцию корпоративно-административных процессов с производственными, используя эталонную архитектуру предприятия **Индустрии 4.0 (RAMI 4.0)**.

В 2022 г. Группа планирует внедрение единой системы согласно Архитектуре RAMI 4.0, где операционная деятельность будет интегрирована в единую среду для эффективной работы и управления через внедрение таких модулей, как управление ремонтами, управление активами, управление закупочной деятельностью, управление поставками, финансы и бюджет. В общей сложности до конца 2022 г планируется внедрение **18 модулей**.

Восстановление финансовых показателей также было внушительным.

В 2021 году **EBITDA** Группы составила **85,591 млн тенге**, увеличившись на **77%** в сравнении с прошлым годом на фоне роста мировых цен на энергоресурсы и с учетом мер по сдерживанию роста затрат.

Базовая прибыль на акцию составила **496 тыс. тенге**, достигнув максимума за последние 6 лет.

Группа возобновила начисление дивидендов и в 2021 году выплатила **950 млн тенге**.



ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Анализ основных рынков

Макроэкономический анализ

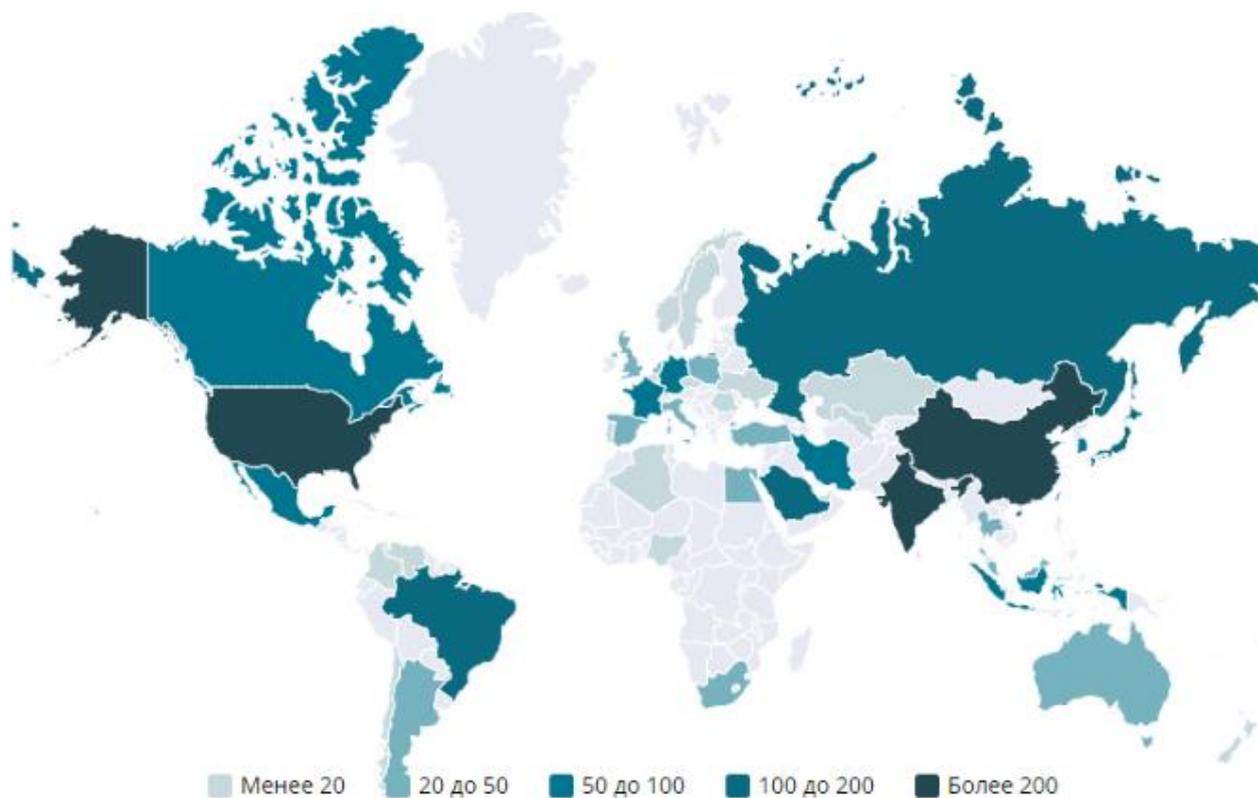
На протяжении десятилетий нефть и природный газ продолжают играть ключевую роль в мировом потреблении энергоресурсов. На долю нефти приходится порядка **26%** мирового энергопотребления.

В 2020 году мировая пандемия COVID-19 и связанный с ней комплекс ограничительных мер привели к беспрецедентному экономическому спаду и рекордным снижениям мировых показателей, в том числе ВВП (-3.5%) и объема потребления энергоресурсов (в том числе уменьшение по потреблению нефти составило 9.5%) с 1945 года.

Мировая добыча нефти в 2020 году снизилась на **7.1%** по сравнению с 2019 годом, из которых 2/3 снижения пришлось на страны ОПЕК.

Наибольшее падение спроса на нефть было отмечено в США (-2.3 млн бар. /с), ЕС (-1.5 млн б/с) и Индии (-480 тыс. б/с). В 2020 году КНР была практически единственной страной, в которой было отмечено увеличение спроса на нефть (+220 тыс. б/с).

Мировое потребление нефти, млн тн



На фоне восстановления мировой экономики в «пост-ковидный» период 2021 года мировой спрос на нефть составил **96.4 млн б/с**, увеличившись на **5.5 млн б/с** в сравнении с 2020 годом.

Казахстан продолжает занимать **12 место в мире по запасам нефти** (3.9 тыс. млн тонн, что составляет **1.6%** мировых запасов нефти) и **13 место по добыче нефти**. Объем добычи в 2021 году составил **85.7 млн тонн** против 86 млн тонн в 2020 году.

Среди стран СНГ государство является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь Российской Федерации. Около **70%** ресурсов сосредоточено в западных областях страны. На территории Казахстана расположено порядка **200 месторождений нефти и газа**.

Порядка **60%** добычи нефти страны приходится на три наиболее крупных месторождения: **Кашаган, Тенгиз и Карачаганак**. Увеличение в объеме добычи нефти в 2021 году по сравнению с 2020 годом обусловлено восстановлением спроса на нефть и снятием ограничительных карантинных мер.

В 2021 году Казахстан экспортировал **65.7 млн тонн** сырых нефти и нефтепродуктов, что на 6,9% меньше, чем в 2020 году. В денежном объеме это **\$31,1 млрд** с ростом на **31,2%**.

Главным зарубежным потребителем является Италия – 17.9 млн тонн. Далее следуют Нидерланды, Франция, Китая, Турция, Испания, Южная Корея, Румыния, Индия и другие страны.

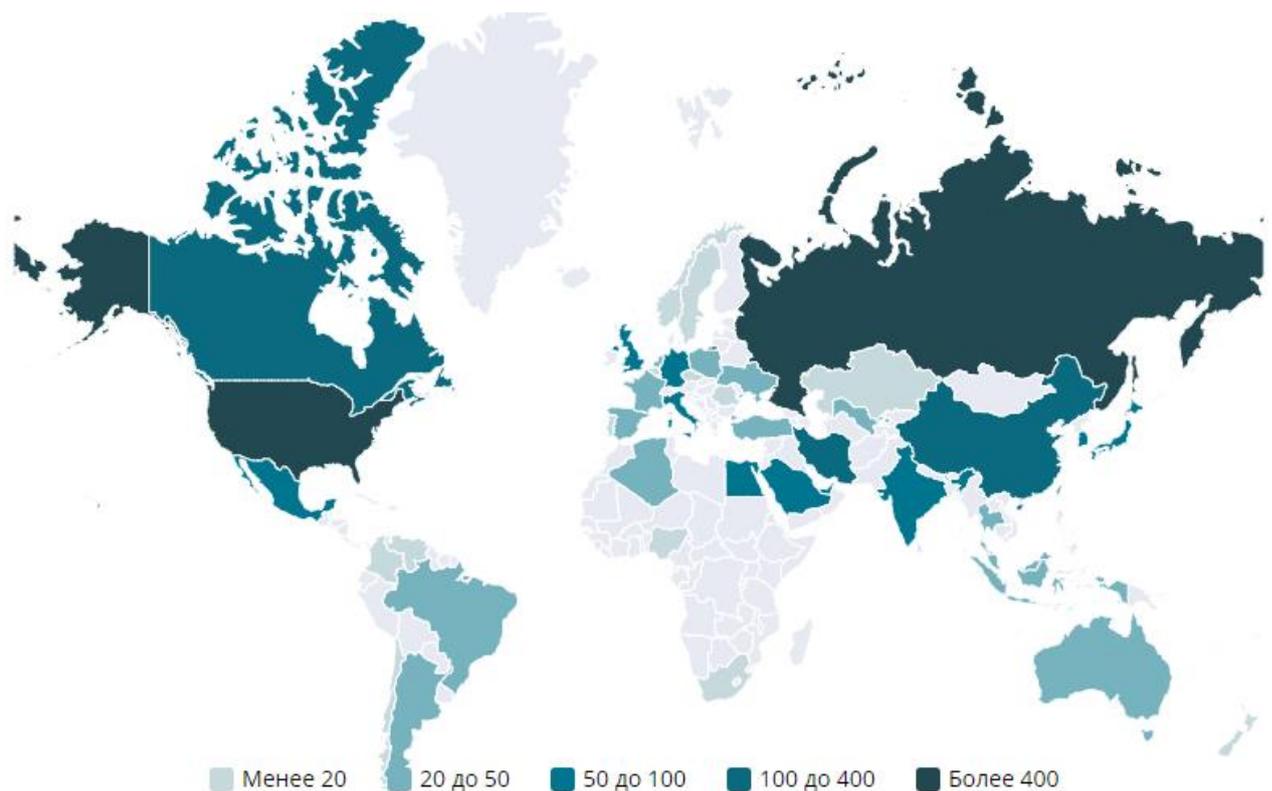
Среди топ-12 наибольший прирост зафиксирован у Сингапура – в 11 раз. В то же время значительно сократили объемы закупок казахстанской нефти Швейцария (-48%), Греция (-35%) и Индия (-33,5%).

Прогноз – нефть

ОПЕК прогнозирует рост мирового спроса на нефть в 2022 году на **4,2 млн б/с**. Рост спроса на нефть в странах, входящих в ОЭСР, прогнозируется на **1,8 млн б/с**, а в странах, не входящих в ОЭСР – в **2,3 млн б/с**.

ОПЕК ожидает, что в 2022 году мировое потребление нефти составит **100.8 млн б/с** против **96,6 млн б/с** в 2021 году. Наибольший рост добычи нефти среди стран, не входящих в ОПЕК, в 2022 году ожидается в США, России, Бразилии, Канаде, Казахстане, Норвегии и Гайане.

Мировое потребление газа, млрд куб. м



Природный газ

Природный газ в мировом энергопотреблении первичных энергоресурсов продолжает удерживать второе место после нефти и составляет **24%**. Мировыми лидерами по добыче газа являются США, Россия и Иран.

Глобальная добыча природного газа в 2020 году снизилась на **3.3%** или **123 млрд. куб. м**, из которых **41 млрд. куб. м** пришелся на Российскую Федерацию, **17 млрд. куб. м** – на Китай и **15 млрд. куб. м** – на США.

На фоне пандемии 2020 года потребление природного газа снизилось на **2.3%**. Наибольшее снижение спроса на газ было отмечено в РФ (-33 млрд. куб. м), США (-17 млрд. куб. м), при увеличении спроса в Китае (+22 млрд. куб. м) и Иране (+10 млрд. куб. м).

По итогам 2021 года мировая добыча газа увеличилась на **7.7%** от 2020 года, восстановившись к уровню 2019 года (3.9 трлн куб. м). Росту добычи и потребления природного газа в значительной степени способствует осуществление экологических политик и программ по переходу к использованию газа вместо угля для улучшения качества местного воздуха, в частности, в КНР.

Объем добычи природного газа в Казахстане в 2021 году составил **54 млрд куб. м**, производство товарного газа – **29,4 млрд куб. м** (2020 год: 31,7 млрд. куб. м). Объем экспорта газа составил **7,7 млрд куб м**.

По запасам газа Казахстан занимает **22-е место** в мире и **3-е место** среди стран СНГ после России и Туркменистана, сообщает Министерство энергетики РК.

Государственной комиссией по запасам утверждены извлекаемые запасы газа на уровне **3,8 трлн куб. м**. Порядка **98%** всех разведанных запасов газа сосредоточено на западе Казахстана, при этом **87%** — в крупных нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Доля страны в мировой добыче газа находится в диапазоне **0,6%–0,8%**.

Прогноз – газ

Правительство Казахстана ожидает, что реализация проектов на объектах Карачаганак, Кашаган и Тенгиз, а также своевременный ввод в эксплуатацию новых перспективных месторождений позволят увеличить добычу сырого газа к 2030 году до **87,1 млрд м³**.

Ожидается и увеличение производства товарного газа. Это будет сделано за счет разработки семи новых месторождений Урихтау Центральный, Прорва Западная, Придорожное, Анабай, Рожковское, Ансаган, Токоревская группа, а также строительства газоперерабатывающих заводов на Кашагане и в Жанаозене, реализация которых будет обеспечена в рамках поручений главы государства. Производство товарного газа к 2030 году ожидается увеличить до **42,2 млрд м³**.

Цена на нефть

В 2020 году средняя цена на нефть марки Brent составила **41,84 доллар за баррель** – рекордное снижение цены с 2004 года.

Наименьшее значение цены на нефть марки Brent было отмечено в апреле 2020 года (20 долларов за баррель).

Для корректировки спроса на нефть, в 2020 году страны ОПЕК согласились сократить добычу на 9.7 млн бар. /день в период с мая по июль 2020 года. США также сократили объем добычи на 2 млн бар. /день в период с марта по май 2020 года.

Относительное восстановление цены на нефть наблюдалось с августа 2020 года в связи с ослаблением карантинных мер. К концу года цена на нефть марки Brent достигала 50 долларов за баррель.

Рост цены на нефть продолжился в 2021 году с ослаблением карантинных мер и восстановлением уровня потребления энергоресурсов. По итогам 2021 года средняя цена на нефть марки Brent составила **70.6 долларов за баррель**, максимально приблизившись к уровню средней цены 2018 года.

На фоне продолжающегося выхода экономик из кризисного состояния, вызванного COVID-19, спрос на нефть во 2 полугодии 2021 г. восстанавливался все более уверенными темпами. Вместе с тем сохраняющаяся неопределенность в отношении улучшения коронавирусной ситуации в будущем, мировой дефицит на энергорынке и стремительный рост цен могут негативно повлиять на темпы восстановления спроса.

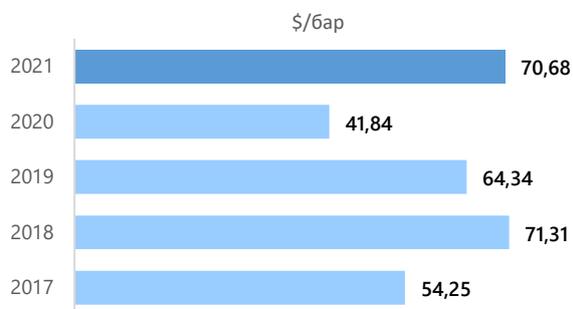
На объем предложения нефти в 2021 году влияло увеличение добычи в рамках сделки ОПЕК+, параметры которой по итогам начала октября остались неизменными, а также последствия сильнейшего урагана Ида. Сохранившийся дефицит на рынке стал причиной ускорившегося сокращения коммерческих запасов нефти и их снижения до трехлетнего минимума.

В рамках встречи ОПЕК+ в июле 2021 года было принято решение об увеличении добычи с августа по декабрь на **400 тыс. бар. /сут.** ежемесячно (на 2 млн бар. /сут. к декабрю) и продлении сделки ОПЕК+ до конца 2022 года.

На фоне дефицита поставок на нефтяном рынке, а также ценового «ралли» на европейских и азиатских рынках газа котировки на нефть Brent в конце сентября 2021 г. достигли **79 долларов США/бар**, что является **трехлетним максимумом**. Ввиду сохранения недостатка топлива и высоких цен на энергоносители риски замедления мировой экономики становятся все более реальными.

Долгосрочный прогноз по ценам на Brent на фоне отсутствия изменений в фундаментальных факторах рынка остается на уровне около **60 долларов США/бар** в ценах 2021 г.

Дальнейшее равновесие на рынке нефти будет зависеть от политики ОПЕК+, а также от перспектив наращивания объемов добычи сланцевой нефти в США. Для увеличения добычи американским компаниям необходимо инвестировать дополнительные финансовые ресурсы в новые проекты, однако проблемы привлечения капитала в условиях роста себестоимости добычи и усиления экологической повестки вносят неопределенность в будущее развитие сланцевой отрасли США.



Основные экономические показатели Казахстана

Распространение пандемии COVID-19 приостановило мировую активность во втором квартале 2020 года и привело к снижению мирового спроса и цен на нефть, являющуюся главным экспортным товаром Казахстана. Масштабы экономического спада были значительны, так как, несмотря на активизацию экономики в третьем и четвертом кварталах, в 2020 году ВВП Казахстана в долларовом выражении сократился на **2,6%** в сравнении с 2019 годом, а экономика, впервые, за два последних десятилетия оказалась в рецессии.

В 2021 году рост цен на сырье, значительное поступление бюджетных и внебюджетных средств в реальный сектор экономики, а также ускорение потребительского кредитования и изъятие накоплений из ЕНПФ способствовали восстановлению темпов роста казахстанской экономики до докризисного уровня в **4% в год** (2020 год: -2,6%).

Экономическому подъему способствовало восстановление мировой экономики и, как следствие, возросший внешний спрос на сырьевые товары казахстанского производства.

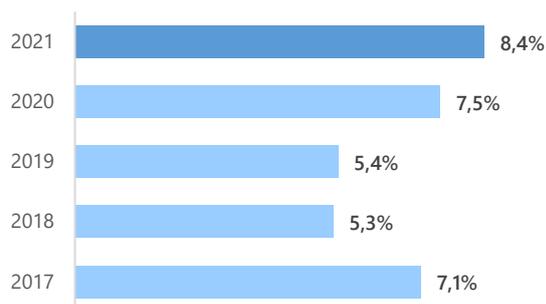
По оценке МВФ **рост мирового ВВП** в 2021 году составил **5,9%** против падения на **-3,1%** в 2020 году. Возросший спрос на энергоносители способствовал повышению мировых цен на нефть, в особенности, в 4 квартале 2021 года до почти 80 долларов США/баррель.

После завершения ремонта на Тенгизском месторождении объемы добычи нефти в республике увеличились на **11%** в годовом выражении. Такие темпы роста объема добычи способствовали ускорению темпов роста ВВП к концу 2021 года.

Структура ВВП в 2021 году не претерпела существенных изменений. Ключевыми отраслями экономики страны по-прежнему являются промышленность (27% от ВВП, из которых 12,5% приходится на горнодобывающую отрасль, главным образом представленную добычей сырой нефти и газа) и торговля (17% ВВП), которые совместно составляют порядка **44%** в структуре ВВП.



Инфляция



В 2020 году возросшие вливания государства (пакет антикризисных мер в размере около 9% от ВВП) привели к еще большему увеличению его роли в экономике, параллельно повысив инфляционное давление, на фоне чего, инфляция достигла максимума с 2017 года в 7,5%¹.

По состоянию на 31 декабря 2020 года курс национальной валюты на фоне внешних и внутренних факторов достиг **420,71 тенге за доллар США** (-10,4% в сравнении с 2019 годом), **среднегодовой курс** в 2020 году составил **412,95 тенге за доллар США** (2019 год: 382,75 тенге за доллар США).

В 2021 году курс национальной валюты ослаб на 2,6% к 2020 году до **431,7 тенге за доллар США**. Ослабление курса KZT/USD происходило на фоне роста котировок нефти.

Темп роста инфляции продолжил ускоряться, и по итогам 2021 года потребительская инфляция составила **8,4%**. Ускорению роста цен способствовали как внешние, так и внутренние факторы. Среди были и повышение нефтяных котировок, и подорожание продуктов питания на мировом рынке на 28,1%² до 10-летнего максимума, и введение в потребительский оборот части пенсионных средств граждан.

Глобальный уровень инфляции в 2021 году составил **5,7%**, почти утроившись от уровня 2020 года в 2,1%.

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 BBB, прогноз «Стабильный», краткосрочный РДЭ в иностранной и национальной валюте – на уровне «F2» (по состоянию на 07.02.2022 г);
- **S&P:** долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах - "BBB", также краткосрочные кредитные рейтинги в иностранной и национальной валютах - "A-3" (по состоянию на 05.05.2022 г.);
- **Moody's:** рейтинг эмитента Baa2 в иностранной и национальных валютах (по состоянию на 11.08.2021 г.).

Прогноз на 2022 год – Казахстан

Ожидается, что в 2022 году основное влияние на экономику Казахстана будет оказывать геополитическая напряженность, санкционное давление на основного торгового партнера, Российскую Федерацию, а также усиление кризисных явлений в мировой экономике.

Правительство Казахстана прогнозирует рост ВВП по итогам 2022 года на **2,1%**. Всемирный Банк прогнозирует рост экономики Казахстана в 2022 г. на **1,8%**, и уровень инфляции **10,3%**. Относительное замедление роста в том числе ожидается из-за ремонта магистрального нефтепровода Казахстана весной 2022 г., через который экспортируется около **80%** казахстанской нефти. Исходя из ожидаемых сроков ремонта (до месяца), объемы экспорта нефти могут сократиться примерно на 5–6% в 2022 году.

Высокие нефтяные котировки и наращивание объемов добычи нефти до **88 млн тонн** в 2022 году поддержат рост казахстанской экономики.

¹ Источник: Комитет по статистике МНЭ РК.

² Индекс цен на продовольствие FAO.

Государственное регулирование отрасли

Правовые отношения по вопросам проведения разведки, добычи нефти, оценки недр регулируются на основе Кодекса РК «О недрах и недропользовании». Данный Кодекс 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 Кодекса 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.

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 ПАО «Транснефть».

Экспортные поставки в отчетном году осуществлялись в направлении портов «Новороссийск», и «Усть-Луга» и составили **594 тыс. тонн** (2020 год: 646 тыс. тонн), снизившись на 8%. Согласно графику, транспортировка нефти АО «Казтрансойл», утвержденного Министерством Энергетики РК, с августа 2021 года был увеличен объем поставок на внутренний рынок.

Также, часть объема декабрьской отгрузки в размере **13 тыс. тонн** перешла на январь 2022 года, ввиду неблагоприятных погодных условиях в порту «Новороссийск».

Согласно контракту на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года, Компания обязуется поставлять не менее **20%** нефти от добычи на внутренний рынок. С 2019 года распределение пропорции реализации между внутренним рынком и экспортом осуществляет Министерство энергетики РК в соответствии с дополнительным соглашением №7 к Контракту недропользования.

В 2021 году поставки на внутренний рынок составили 35% (2020 год: 30%) от общих реализованных объемов.

Направления отгрузок

тыс. тн	2019	2020	2021
Порт Новороссийск	489	517	469
Порт Усть-Луга	134	129	125
Атырауский НПЗ	278	272	314
	900	917	908

Доля рынка, маркетинг и продажи

Рынки сбыта нефти и ценообразование

До 2021 года Группа осуществляла экспортные продажи нефти через компанию Vitol Central Asia S.A., а с 2021 года – через компанию Vitol Energy Trading S.A.

В июне 2019 года Компания создала 100% дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг», через которое с августа 2019 года Группа осуществляет поставку сырой нефти на АНПЗ с дальнейшей переработкой. Соответственно, до августа 2019 года Группа осуществляла реализацию нефти внутри страны компании ТОО «Petroleum Operating».

Экспортная цена реализации определяется на основании рыночной цены на нефть марки Brent, за минусом реализованного дисконта. Показатель нетбэк приведен в таблице ниже.

\$ США / баррель	2019	2020	2021
Мировая цена на Brent	64,3	41,8	70,7
Реализованный дисконт	(4,2)	(4,6)	(3,7)
Цена	60,1	37,2	67,0
Транспортные и маркетинговые расходы ³	(12,8)	(9,1)	(12,8)
Нетбэк – экспорт	47,3	28,1	54,2

\$ США / баррель	2019	2020	2021
Цена – Внутренний рынок	20,1	11,3	13,7
Транспортные и маркетинговые расходы	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Нетбэк – внутренний рынок	19,9	10,7	13,5

³ включают в себя расходы Группы по транспортировке нефти и экспортной таможенной пошлине.

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

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 пластовой нефти. 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.

Стратегия деловой активности⁴

Внутренние факторы	
Сильные стороны (+)	Слабые стороны (-)
<ul style="list-style-type: none"> Автоматизация и цифровизация производственных процессов (интеллектуальная система Smart Field); 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»).

⁴ 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 осуществляются. 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.

Операционная стратегия

В рамках обеспечения максимальной эффективности операционной деятельности, ориентированной на конкретные результаты с прогнозируемыми 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:

Максимизация доходности

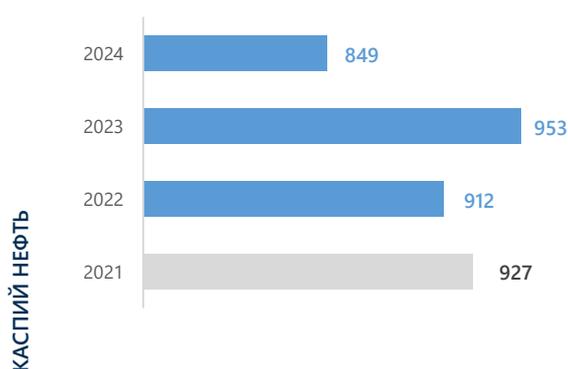
Максимизация доходности является основной операционной целью деятельности Группы, достижение которой планируется обеспечить путем синергии трех основных составляющих. В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:

- 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.

Прогноз объема добычи нефти, тыс. тн



В соответствии с прогнозами ожидается, что в последующие 3 года уровень добычи составит порядка **850–960 тыс. тонн нефти** в год при относительном снижении к 2024 году в связи с нормальными процессами постепенного истощения запасов в рамках работ по разработке и добыче на месторождении Айранколь.

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 (**65-75 долларов США за баррель** в перспективе трех ближайших лет и **50-55 долларов США за баррель** в последующие периоды), возможных колебаний обменного курса тенге к доллару США (от **460 до 510 тенге за доллар США**), и обновления планируемого объема добычи и реализации нефти.

Прогнозные ежегодные денежные затраты на добычу и прочие производственные расходы ожидаются в диапазоне 18–19 млрд тенге в ближайшие 2 года и 12-14 млрд тенге ежегодно с 2024-2026 гг. с учетом относительного снижения в объеме добычи нефти, а также благодаря экономии затрат (в том числе по ремонтам) по результатам реализации проекта модернизации месторождения.

Группа планирует удерживать **EBITDA маржу** в диапазоне **50%–55%** ежегодно. Данный уровень EBITDA в течение 2022-2024 гг. планируется достичь за счет обеспечения стабильно высоких объемов добычи нефти, ожидаемой экономии от объема (за счет ввода в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин) и оптимизации затрат через повышение эффективности, улучшение мониторинга и автоматизации процессов в результате модернизации производственных объектов, проведенной в 2019 и 2020 годах, и завершения проекта интеллектуального месторождения «Smart Field».

При этом существенное влияние на планы Группы могут оказать темпы восстановления как мировой экономики, так и экономики Казахстана, и, как следствие, колебания цены на нефть, а также возможные будущие обязательства Казахстана по сокращению добычи нефти в рамках соглашений ОПЕК+.

Инвестиционная деятельность

Реализация инвестиционной деятельности (в частности, капитальных вложений) обеспечит развитие технологического уровня производства, способствующего достижению ключевых приоритетов Группы в рамках обеспечения стабильно высокого уровня добычи нефти и оптимизации затрат, и, как следствие, максимизации прибыли.

Группа ожидает уменьшения капитальных затрат в последующие 3 года с учетом завершения трехлетней масштабной программы модернизации производственных объектов месторождения «Айранколь», которая позволила увеличить общую пропускную способность с 1,5 млн м³ до 3,8 млн м³ в год, и завершения проекта автоматизации производственных процессов «Smart Field».

Прогноз предполагает, что общие капитальные расходы Группы в течение последующих 4-х лет будут постепенно снижаться в ответ на снижение в количестве бурения добывающих скважин в рамках нормальной жизнедеятельности месторождения.

Прогноз капитальных затрат, млрд тг



Производственные показатели

тыс. тн	2019	2020	2021
<i>Добыча нефти</i>	900	918	927
<i>Переработка</i>	121	272	314
<i>Отгрузка</i>	900	917	908
<i>Экспорт</i>	623	646	594
<i>Казахстан</i>	278	272	314

В 2021 году Группа достигла исторического максимума по объему добычи нефти, а также перевыполнила плановый объем (901 тыс. тн) на 3%. Это было достигнуто благодаря вводу в действие **14 эксплуатационных скважин** (2020 год: 12 скважин) и в результате программы модернизации производственных объектов, завершившейся в конце 2020 – начале 2021 гг.

В 2021 году объем отгрузки ниже объема добычи на **2%**, в основном, поскольку **13 тыс. тн** декабрьской отгрузки перешли на январь 2022 года из-за неблагоприятных погодных условий в порту Новороссийска.

С июля 2019 г. Группа осуществляет переработку части собственной нефти на АНПЗ для дальнейшей продажи нефтепродуктов. Согласно графику транспортировки нефти, утвержденному Министерством энергетики РК, с августа 2021 года был увеличен объем поставок нефти на внутренний рынок. Таким образом объем поставки нефти в АНПЗ увеличился на **15%**.

Финансовая деятельность⁵

Внешними факторами, оказавшими наибольшее влияние на финансовый результат Группы в 2021 году, стали следующие:

- ослабление карантинных мер;
- увеличение спроса на нефть на фоне восстановления мировой экономики и экономики Казахстана в «пост-ковидный» период. Как следствие, средняя рыночная цена на нефть марки Brent составила **70,7 \$/бар.**, увеличившись на **69%** в сравнении с 2020 годом;
- усиление инфляционного давления. По итогам 2021 года уровень инфляции в Казахстане увеличился на **12%** и составил **8,4%**.

В 2021 году **валовая прибыль** Группы увеличилась на **33%** в результате:

- **Выручка:** увеличение на **64%**. Средняя экспортная цена реализации составила **72,0 \$/бар** (+83% к цене реализации прошлого года), приблизившись к уровню рыночной цены 2017 года. Цена реализации на внутреннем рынке увеличилась на **10%** и достигла **30,2 \$/бар**. Объем общей отгрузки остался относительно неизменным в сравнении с 2020 годом (-1%);

- **Себестоимость:** увеличение на **16%**. В 2021 году **лифтинг затраты** составили **3 652 млн тг** (2020 год: 3 351 млн тг), увеличившись на **9%** в основном, в результате индексации уровня заработной платы производственного персонала на 5% и увеличения расходов по охране окружающей среды. Услуги переработки нефти на АНПЗ составили **13 305 млн тг**, +18% в результате увеличения объема переработки и тарифа.

Расходы по реализации в размере **46 466 млн тг**, в основном, включают в себя расходы по экспортной таможенной пошлине, таможенные сборы и рентный налог. Увеличение произошло в ответ на рост средней цены реализации нефти, которая является составляющей в расчете данных налогов.

Увеличение в административных расходах составило **8%** в связи с увеличением затрат по НИОКР⁶ на 161 млн тг. В составе административных затрат основная доля приходится на заработную плату и соответствующие налоги (**57%**).

Таким образом в 2021 году **ЕБИТДА** составила **85 591 млн тг**, достигнув рекордного значения за последние 10 лет. **ЕБИТДА маржа** сохраняется на уровне планового диапазона **50%-55%**.

млн тг	2019	2020	2021
Валовая прибыль	103 294	69 221	127 925
ЕБИТДА	66 262	48 443	85 591
Прибыль до налогообложения	64 689	42 429	82 568
Чистая прибыль	42 011	28 560	49 554
Маржа валовой прибыли	82%	69%	78%
ЕБИТДА маржа	52%	49%	52%
Маржа чистой прибыли	33%	29%	30%

⁵ на основании аудированной консолидированной финансовой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с МСФО.

⁶ НИОКР – Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки.

млн тг	31 декабря 2019 г.	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2021 г.
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	1 915	1 332	3 721
Торговая дебиторская задолженность	10 210	9 231	12 759
Займы выданные	-	77 534	93 853
Прочие текущие активы	4 655	5 370	7 435
Денежные средства и их эквиваленты	15 995	7 796	10 064
ИТОГО	32 775	101 263	127 832
Текущие обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	2 908	3 274	2 637
Банковские займы	21 719	23 821	10 944
Налог на прибыль к уплате	10 147	5 457	17 738
Прочие налоги к уплате	3 864	2 754	7 552
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2 539	1 466	1 889
ИТОГО	41 178	36 772	40 761
РАБОЧИЙ КАПИТАЛ	(8 402)	64 491	87 071
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	31 971	60 531	59 544

Рабочий капитал

Прирост рабочего капитала в 2021 году составил 35% в результате:

- увеличения в товарно-материальных запасах на 2 389 млн тг – переходящая отгрузка декабря (13 тыс. тн);
- увеличения в дебиторской задолженности на 3 528 млн тг – увеличение цены реализации. Дебиторская задолженность является непросроченной, имеет срок погашения 1 месяц;
- реклассификации займов выданных, которые в прошлом году являлись частью долгосрочных активов, и выдачи краткосрочной финансовой помощи в размере 5 351 млн тг. Финансовая помощь была полностью погашена в 1 квартале 2022 года;

- снижения краткосрочных займов банка на 12 877 млн тг;
- увеличения налогов к уплате на 17 079 млн тг в ответ на начисление налога на сверхприбыль, оплата которого осуществлена по установленному сроку в апреле 2022 года.

Чистые активы

По состоянию на 31 декабря 2021 года чистые активы Группы оставались примерно на уровне прошлого года.

Налогообложение

Группа входит в 50 крупнейших налогоплательщиков Казахстана. По итогам 2021 года Группа заняла 23 место в республике по объему налоговых поступлений, уплатив в государственный бюджет 66 117 млн тг (2020 год: 40 268 млн тг), на 64% больше, чем в прошлом году.

Коэффициент налоговой нагрузки Группы является существенным и в 2021 году составил 55% (2020 год: 36%).

Группа произвела начисление следующих основных налогов:

млн тг	2019	2020	2021
Таможенные процедуры	14 536	9 192	20 974
Корпоративный подоходный налог	12 477	8 763	17 803
Налог на сверхприбыль	8 870	3 676	17 571
НДПИ	9 562	7 033	11 427
Рентный налог	16 410	5 682	8 959
(Экономия) Расходы по отложенному налогу	1 331	1 430	(2 360)
	63 186	35 775	74 374

Основной причиной увеличения расходов по налогам в 2021 году стал рост цены реализации нефти.

Увеличение в **НДПИ** было в том числе связано с относительным увеличением объема добычи нефти на 1%.

Увеличение в расходах по **рентному налогу** было частично сдержано снижением объема экспорта на 8% как следствие перенаправления части объема нефти на АНПЗ.

Эффективная ставка налога на прибыль увеличилась и составила **40%** (2020 год: 33%), в основном, в результате увеличения налога на сверхприбыль.





УПРАВЛЕНИЕ



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
<p>Нефтедобыча является отраслью, сопряженной с рисками в сфере охраны труда.</p> <p>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>	<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 техники безопасности; • внедряются новые технологии и средства механизации труда, проводятся мероприятия по повышению промышленной безопасности производственных объектов.

Работники	
Возможные последствия	Принимаемые меры
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.	Группа постоянно следит за рынком труда для поддержания своей конкурентоспособности в вопросе привлечения персонала, и предоставляет соответствующие условия проживания вахтового персонала, оплаты труда и возможности для развития, способствуя тем самым привлечению и удержанию ключевых специалистов.
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 осмотрительный 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.
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
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.	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.
Операционный риск	
Возможные последствия	Принимаемые меры
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.	Группа обеспечивает достаточное страховое покрытие для покрытия возможных операционных рисков. 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.
Риск изменения законодательства и условий ведения бизнеса в РК	
Возможные последствия	Принимаемые меры
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.	Группа полностью соблюдает текущие законы и нормативные акты. 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.

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.

Занятость

На протяжении последних трех лет Группа обеспечивает рабочими местами более **270 сотрудников**.

чел.	2019	2020	2021
Администрация	56	55	47
Представительство	2	2	1
Производство	228	231	227
Итого	286	288	275

Группа уделяет особое внимание созданию рабочего места, свободного от дискриминации.

Дискриминация в любых своих проявлениях лишает сотрудников возможности свободно выражать своё мнение и снижает их творческий потенциал, что в свою очередь тормозит экономический прогресс.

Соблюдая принцип равенства, Группа получает доступ к более значительным и разнообразным людским ресурсам.

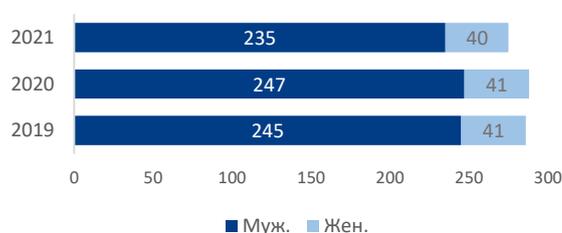
Количество сотрудников по возрастным группам, чел



Процентное соотношение сотрудников, принятых на работу в 2021 г., составило 3.0%, в основном, в категории 30–50 лет.

Количество женщин в общей численности персонала составляет порядка 14%. Количество женщин в составе Совета Директоров составляет 33% (2020 год: 67%).

Гендерный состав, чел



Группа постоянно проводит ряд мероприятий, направленных на трансляцию командных ценностей и обозначение её философии, норм и принципов, что в свою очередь ведет к большему пониманию сотрудниками общих целей и сплоченности для их достижения.

Группа прилагает все усилия для поддержания здорового микроклимата на рабочих местах, в результате чего на протяжении последних 3-х лет коэффициент текучести кадров удерживается на низком уровне.

По итогам 2021 года коэффициент текучести достиг **минимальной отметки** за последние три года и составил **4.36%** (2020 год: 5.5%).

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 затрат на добычу Группа обязана направлять на обучение, повышение квалификации и переподготовку кадров, являющихся гражданами РК.

Новые технологии также предполагают непрерывное повышение квалификации сотрудников. В течение 2021 года Группа продолжила обучение сотрудников, в том числе в рамках проекта «Smart Field». Обучение прошли 274 сотрудника, что составило около 95% от всей численности персонала (2020 год: 127 человек).

В 2021 году среднее количество часов обучения на одного работника составило 8 часов.

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, заключенном 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. Особенное внимание уделялось безопасности здоровья сотрудников в период пандемии COVID-19.

Для целей недопущения распространения коронавирусной инфекции в 2021 году Группа продолжила «Мероприятия по недопущению распространения и выявлению коронавирусной инфекции». Усилены санитарные меры и правила гигиены, продолжилась вакцинация местного населения для снижения риска распространения коронавируса на месторождении как среди сотрудников Группы и подрядчиков, находящихся на территории месторождения и вахтового поселка, так и офисного персонала.

В течение 2021 года Группа направила **42.2 млн тг** на медицинское обследование сотрудников, сдачу анализов для ПЦР тестов и прочие затраты по профилактике и лечению COVID-19.

В течение года Группа следовала всем указанным ограничениям и медицинским рекомендациям, объявленным Правительством Республики Казахстан. Реализованы планы по обеспечению дистанционной формы работы для части административно-управленческого персонала.

В рамках обеспечения техники безопасности и охраны труда в Группе разработаны и внедрены следующие мероприятия, мониторинг которых осуществляется на постоянной основе:

- «Мероприятия по предупреждению аварий, несчастных случаев и улучшению охраны труда» предусматривают мероприятия в области организации и охраны труда, обучения и инструктажа работников безопасным методам работ, контроля ведения работ, обеспечения безопасности дорожного движения и эксплуатации грузоподъемных механизмов и прочее;
- «План проведения учебных тревог и противоаварийных тренировок на месторождении «Айранколь» предусматривает пошаговый план действий в случае возникновения аварийных и внестатных ситуаций на производственных объектах.

В течение 2021 и 2020 годов в Группе отсутствовали несчастные случаи со смертельным исходом.

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.

В соответствии с «Коллективным договором» при достижении работником пенсионного возраста и прекращении с ним по этому основанию трудовых отношений, в течение одного месяца со дня наступления пенсионного возраста Группа осуществляет единовременную выплату в размере пяти среднемесячных заработных плат – работникам АУП и в размере десяти среднемесячных заработных плат – работникам, занятым на производстве.

Экология и природоохранная политика

Группа уделяет большое внимание сохранению окружающей среды и осуществляет 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.

Также Группа разработала и внедрила 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, разработанная Группой 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.

	Ед. изм.	2019	2020	2021
Объем вредных выбросов в атмосферу	тн	1,012.3	1,028.5	1,175.0
Объем вредных выбросов в атмосферу – установленный лимит	тн	1,099.5	1,061.8	1,264.0
Вывоз и утилизация нефтяного шлама	тн	800	750	525
Расход пресной воды для подготовки нефти	тыс. м ³	22.6	20.1	18
Энергопотребление	тыс. кВт	25,319	28,767	30,260
Расходы по утилизации отходов	тыс. тг	17,574	23,176	15,578

Действия Группы, в основном, сконцентрированы на недопущении и (или) снижении риска возникновения аварийной ситуации на месторождении.

В дополнение Группа разработала и внедрила «Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов при добыче нефти и газа на месторождении «Айранколь», которые в том числе включают в себя детальный пошаговый план действий в случае возникновения аварийных ситуаций, таких как порыв выкидной или нагнетательной линии на скважине, порыв газопроводной линии, авария на НГС, утечка жидкости с резервуара, открытое фонтанирование на устье скважины, пожар и прочие.

В рамках реализации программы модернизации производственных объектов большая часть линий добывающих скважин была заменена на стеклопластиковые трубы с более высокой степенью защиты от протечек нефти.

На протяжении последних лет объем выбросов вредных веществ в атмосферу не превышал установленный лимит.

Промышленные отходы по мере накопления вывозятся и утилизируются согласно договорам со специализированными организациями.

Благотворительность и спонсорство

Благотворительная деятельность Группы направлена, в основном, на оказание спонсорской помощи различным благотворительным фондам, спортивным организациям, детям-инвалидам, и прочим общественным фондам и объединениям.

В течение 2021 года Группа выделила **41 млн тг** на благотворительные мероприятия:

- **40 млн тг** в Фонд «ОО Асыл Өлке» на проведение научно – практической конференции «Ұлық - Ұлыс Алтын Орда» проводимого в рамках 30-летие Независимости Республики Казахстан;
- **0,5 млн тг** в ОФ «Саби бакыты»;
- **0,5 млн тг** в ОФ «Real Sport Foundation».
- **0,1 млн тг** в КФ «Фонд поддержки детей-инвалидов».

Помимо благотворительных акций, в 2021 году было направлено **40 млн тг** на спортивные мероприятия, в том числе посвященные 30-летию Независимости Республики Казахстан.

На протяжении последних трёх лет группа выделила **245 млн тг** на благотворительные мероприятия, из которых **200 млн тг** были направлены в 2020 году в Частный фонд "Благотворительный фонд "Халык" для помощи населению и медицинским предприятиям в борьбе с последствиями COVID-19.

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.

При создании Кодекса Группа стремилась использовать лучшие практики корпоративного управления.

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.

Основополагающими 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, а также 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.

Состав Совета Директоров⁷

<p><i>Утегалиев Сисенгали Ажгалиевич</i> <i>Председатель Совета Директоров</i> Год рождения: 1950 г.</p> <p><i>Не имеет акций Группы</i></p>	<p>Член Совета Директоров с августа 2018 года.</p>
<p><i>Кишкимбаева Сауле Бахткиреевна</i> <i>Член Совета Директоров</i> Год рождения: 1968 г.</p> <p><i>Не имеет акций Группы</i></p>	<p>Член Совета Директоров с августа 2018 года.</p>
<p><i>Хаматов Асхат Тимурович</i> <i>Член Совета Директоров</i> Год рождения: 1994 г.</p> <p><i>Не имеет акций Группы</i></p>	<p>Член Совета Директоров с января 2021 года.</p>

Решением Единственного акционера от 05.08.2021 года срок полномочий Совета Директоров был продлен до 15.08.2024 года.

⁷ по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Генеральный директор

Генеральный директор является **Единоличным исполнительным органом** Группы и выполняет следующие обязанности:

- 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 Группы;
- 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.

С 10 июля 2018 года по 12 апреля 2022 пост Генерального директора АО «Каспий нефть» занимал г-н **Елеусинов Каирбек Сагинбаевич**.

20 апреля 2022 года Протоколом Совета Директоров №1/2022-А Генеральным директором АО «Каспий нефть» был назначен г-н **Тыран Серік Базарбайұлы**.

Г-н Тыран С. Б. ранее занимал должность заместителя Генерального директора по производству более трех лет и осуществлял руководство за деятельностью производственного и геологического блока Группы.

Генеральный директор **не владеет акциями** Группы.

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.

Внутренний аудит

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 поставленных 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.

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

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 гг. объявленный, выпущенный и полностью оплаченный акционерный капитал Группы состоял из следующих акций:

(шт.)	Простые	Привилегированные
<i>Объявленные</i>	100 000	-
<i>Размещенные</i>	100 000	-

В течение 2021 и 2020 гг. операций с акционерным капиталом не было.

По состоянию на 31 декабря 2021 г. и на 31 декабря 2020 г. акционерный капитал Группы составил **100 млн тенге (100,000** обыкновенных акций стоимостью **1,000 тенге** за одну акцию).

По состоянию на 31 декабря 2021 и 2020 г. единственным акционером Компании является АО «Joint Resources», которое зарегистрировано в Республике Казахстан. Конечным владельцем Компании является г-н Кулибаев Т.А.

Информация о дивидендах

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

В 2021 году в соответствии с решениями Единственного акционера Группа объявила и выплатила дивиденды в размере **950 млн тенге**.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., в соответствии с решениями Единственного акционера Группа объявила **18,683 млн тенге** и выплатила дивиденды в сумме **18,638 млн тенге**, что эквивалентно **48,361 тыс. долларов США**. Расхождение между суммой начисленных и выплаченных дивидендов в тенговом эквиваленте в размере 45 млн тенге обусловлено курсовой разницей.

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

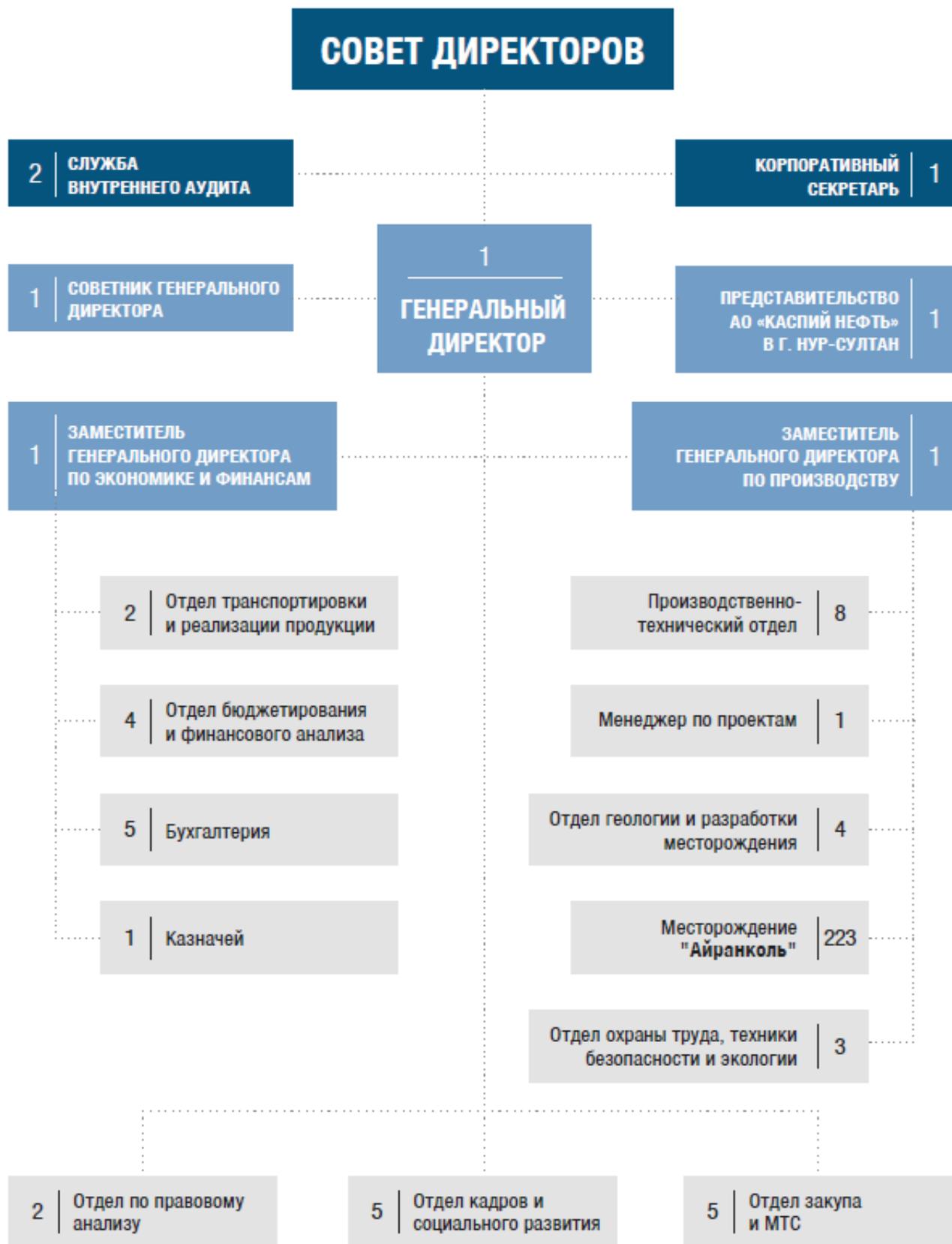
Расчет базовой прибыли на одну акцию

тыс. тг.	2019	2020	2021
Чистая прибыль за год	42,010,973	28,560,025	49,554,447
Средневзвешенное количество простых акций в обращении	100,000	100,000	100,000
Базовая и разводненная прибыль на акцию, тыс. тенге на акцию	420	286	496

Расчет балансовой стоимости одной акции

тыс. тг.	2019	2020	2021
Итого активов	133,484,024	141,312,138	168,678,568
Минус: нематериальные активы	(190,521)	(171,179)	(1,020,301)
Минус: итого обязательств	(101,513,051)	(80,781,140)	(59,543,121)
Чистые активы	31,780,452	60,530,998	109,135,448
Количество простых акций	100,000	100,000	100,000
Балансовая стоимость на акцию, тыс. тенге	318	604	1,081

Структура управления



Взаимодействие с инвесторами

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

Информация о вознаграждениях

Вознаграждение Совета Директоров за 2021 год составило **60 млн тенге** (2020 год: 50 тыс. тенге).

В 2021 году **вознаграждение исполнительного органа** составило **120 млн тенге** (2020 год: 107 млн тенге).

млн тг	2019	2020	2021
Совет Директоров	33	50	60
Исполнительный орган	98	107	120

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 членом Совета Директоров закреплена в Положении о Совете Директоров. Заседания Совета директоров проводятся на регулярной основе. В течение 2021 года было проведено 1 очное заседание (2020 год: 1) и принято 52 решения заочного голосования (2020: 56).

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

Противодействие коррупции

В рамках противодействия коррупции в Группе с 2015 года создана и действует Служба внутреннего аудита, в функции которой, помимо прочего, входит предотвращение внешних и внутренних угроз через обеспечение эффективной системы внутреннего контроля, в том числе профилактика и предотвращение коррупции путем проведения внутренних проверок, оценку вероятности мошенничества и хищений, проверку кандидатов при приеме на работу и действующих сотрудников.

Основные коррупционные риски возникают при проведении закупок Группы. Для предотвращения коррупции все закупки производятся в соответствии с Правилами приобретения недропользователями и их подрядчиками товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по добыче твердых полезных ископаемых, утвержденных Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 21 мая 2018 года № 355.

Компания разработала и внедрила Антикоррупционную политику, а также ряд внутренних нормативных документов в отношении противодействия коррупции.

Соблюдение антимонопольного законодательства

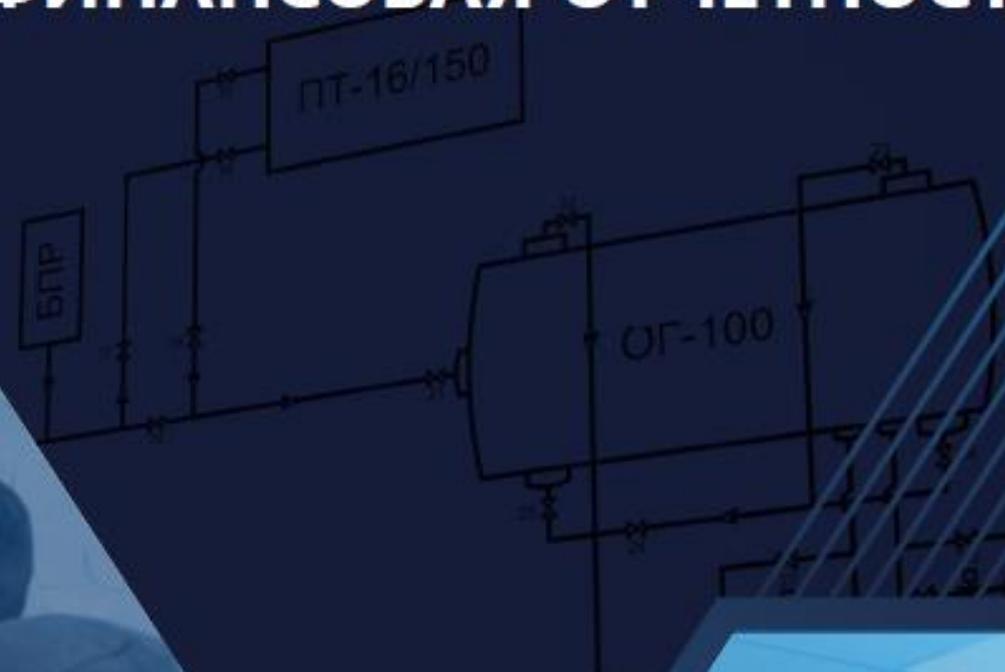
Деятельность Группы не входит в периметр деятельности, подлежащей антимонопольному регулированию.

Реализация нефти осуществляется на рыночных условиях с учетом мировых цен на нефть за минусом реализованного дисконта.



Пункт сбора нефти ПС

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ



Емкость
дренажная
подземная
50 м³



ЗАЯВЛЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2021 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 2021 года, а также финансовые результаты ее деятельности, движение денежных средств и изменения в собственном капитале за 2021 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 2021 года, была утверждена руководством 11 марта 2022 года.

От имени руководства Группы:

Тыран С.Б.   
 Вр.и.о. генерального директора Заместитель генерального
 директора по экономике и
 финансам

11 марта 2022 г.
 г. Атырау, Республика Казахстан


 Атчибаева У.Е.
 Вр.и.о. главного бухгалтера

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 2021 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 2021 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 2021 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2021 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 описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит 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 СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Прочая информация

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация состоит из годового отчета, за исключением консолидированной финансовой отчетности и нашего аудиторского заключения по ней, которые, как ожидается, будут нам предоставлены после даты настоящего аудиторского заключения.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывод, выражающий уверенность в какой-либо форме в отношении данной прочей информации.

Прочая информация (продолжение)

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении вопроса о том, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных возможных существенных искажений. Если при ознакомлении с указанной выше прочей информацией мы придем к выводу о том, что в ней содержится существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

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

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

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или, когда у него отсутствует какая-либо иная реальная альтернатива, кроме ликвидации или прекращения деятельности.

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор над подготовкой консолидированной финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение.

Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявляет 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 этой консолидированной финансовой отчетности.

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

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск 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 системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы; оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность бухгалтерских оценок и соответствующего раскрытия информации, подготовленного руководством;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств – вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность.

Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;

- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, которые мы выявляем в процессе аудита.



Консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2021 года

тыс. тенге	Прим.	2021	2020
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	33,328,522	32,622,569
Нематериальные активы		1,020,301	171,179
Незавершенное строительство	6	3,821,227	2,108,181
Активы по отложенному налогу	16	1,809,639	574,077
Займы выданные	7	-	3,666,414
Прочие долгосрочные активы	8	247,196	393,680
Прочие долгосрочные финансовые активы	9	619,528	512,698
		40,846,413	40,048,798
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	3,721,263	1,331,517
Торговая дебиторская задолженность	11	12,758,657	9,230,948
Займы выданные	7	93,853,153	77,534,423
Прочие текущие активы	12	7,434,698	5,370,417
Денежные средства и их эквиваленты	13	10,064,385	7,796,035
		127,832,156	101,263,340
ИТОГО АКТИВЫ			
		168,678,568	141,312,138
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Собственный капитал			
Акционерный капитал	14	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль		109,035,447	60,430,998
		109,135,447	60,530,998
Долгосрочные обязательства			
Обязательство по отложенному налогу	15	814,019	1,938,514
Банковские займы	16	16,470,645	40,697,809
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	17	1,141,815	911,475
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	18	355,799	461,559
		18,782,335	44,009,357
Текущие обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	19	2,637,032	3,273,670
Банковские займы	16	10,944,401	23,821,379
Налог на прибыль к уплате	20	17,738,025	5,456,692
Прочие налоги к уплате	20	7,552,435	2,754,143
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21	1,888,893	1,465,899
		40,760,786	36,771,783
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
		59,543,121	80,781,140
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
		168,678,568	141,312,138
Балансовая стоимость одной простой акции, тыс. тенге на акцию		1,081	604

От имени руководства Группы:

Тыран С.Б.
Вр.и.о.Генерального директора

Бригбаев Р.У.
Заместитель генерального
директора по экономике и финансам

Атчибаева У.Е.
Вр.и.о.главного бухгалтера

11 марта 2022 г.
г. Атырау, Республика Казахстан

Примечания на стр. 60–97 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за год,
закончившийся 31 декабря 2021 года

тыс. тенге	Прим.	2021	2020
Выручка	22	163,261,264	99,689,383
Себестоимость реализованной продукции	23	(35,336,330)	(30,468,538)
Валовая прибыль		127,924,934	69,220,845
Расходы по реализации	24	(46,465,999)	(24,236,274)
Общие и административные расходы	25	(2,306,267)	(2,123,116)
Финансовые доходы	26	7,694,641	9,576,584
Финансовые расходы	27	(3,526,466)	(4,964,479)
Прибыль /(убыток) от курсовой разницы, нетто	28	(752,663)	(4,784,488)
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	(102,483)	136,227
Прочие расходы, нетто		102,414	(396,522)
Прибыль до налогообложения		82,568,111	42,428,777
Расходы по налогу на прибыль	16	(33,013,664)	(13,868,752)
Прибыль и итого совокупный доход за год		49,554,447	28,560,025
Прибыль на акцию			
Базовая прибыль на одну простую акцию (в тыс. тенге за акцию)	15	496	286

От имени руководства Группы:

Тыран С.Б.
Вр.и.о.Генерального директора

11 марта 2022 г.
г. Атырау, Республика Казахстан

Бригибаев Р.У.
Заместитель генерального
директора по экономике и финансам

Атчибаева У.Е.
Вр.и.о.главного бухгалтера

Примечания на стр. 58–95 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала за год, закончившийся 31 декабря 2021 года

тыс. тенге

	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого
На 1 января 2020		100,000	31,870,973	31,970,973
Прибыль и итого совокупный доход за год		–	28,560,025	28,650,025
На 1 января 2021		100,000	60,430,998	60,530,998
Прибыль и итого совокупный доход за год		–	49,554,447	49,554,447
Дивиденды объявленные			(950,000)	(950,000)
На 31 декабря 2021		100,000	109,035,447	109,135,447

От имени руководства Группы

Тыран С.Б.
Вр.и.о.Генерального директора

11 марта 2022 г.

г. Атырау, Республика Казахстан



Ершибаев Р.У.
Заместитель генерального
директора по экономике и финансам

Атчибаева У.Е.
Вр.и.о.главного бухгалтера

КАСПИЙ НЕФТЬ

Примечания на стр. 58–95 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**Консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся
31 декабря 2021 года**

тыс. тенге

Прим.

2021

2020

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Средства, полученные от клиентов

164,520,278

105,017,978

Платежи поставщикам и работникам

(50,646,064)

(40,098,601)

Денежные средства, полученные от операционной деятельности**113,874,214****64,919,377**

Проценты полученные

451,118

92,385

Налог на прибыль, уплаченный в бюджет

(23,831,943)

(17,112,886)

Платежи за прочие налоги и таможенные пошлины

(29,788,754)

(15,659,041)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности**60,704,635****32,239,835****ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

Приобретение основных средств и платежи по незавершенному строительству

(10,212,282)

(11,083,176)

Предоставленные займы, выданные

8

(5,550,993)

(3,664,000)

Депозит на финансирование будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения

(83,785)

(82,956)

Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) инвестиционной деятельности**(15,847,060)****(14,830,132)****ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

Дивиденды выплаченные

14

(950,000)

-

Проценты уплаченные

17

(3,507,358)

(4,795,130)

Погашение займов

17

(38,536,999)

(23,376,307)

Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности**(42,994,357)****(28,171,437)**

Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов

(1,863,217)

(10,761,734)

Денежные средства и их эквиваленты, на начало года

14

7,796,035

15,994,807

Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты

405,133

2,562,962

Денежные средства и их эквиваленты, на конец года

14

10,064,385**7,796,035**

От имени руководства Группы,


Тыран С.Б.
Вр.и.о. Генерального директора


Ершибаев Р.У.
Заместитель генерального
директора по экономике и финансам


Атчибаева У.Е.
Вр.и.о. главного бухгалтера

11 марта 2022 г.
г. Атырау, Республика Казахстан

Примечания на стр. 58–95 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

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 г.

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

По состоянию на 31 декабря 2021 г. 100% доля владения Компанией принадлежала АО «Joint Resources», зарегистрированной в Республике Казахстан. Конечной контролирующей стороной Компании является г-н Т. А. Кулибаев.

В период с 1 января 2021 по 2 декабря 2021 года (включительно) акции Компании находились в доверительном управлении у ТОО «Management Consult» («Менеджмент Консалт»). Конечным бенефициаром 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

Новые и исправленные МСФО, вступившие в силу в отношении текущего года

Приведенные ниже поправки к стандартам и интерпретациям стали применимы для Группы, начиная с 1 января 2021 г.:

- 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 интерпретаций не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение Группы и результаты ее деятельности. Новые и пересмотренные стандарты и интерпретации применялись ретроспективно в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки», если иное не указано ниже.

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 2021 года и 31 декабря 2020 года все договоры аренды Группы являются краткосрочными.

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

Новые стандарты и разъяснения, еще не принятые к использованию

Ряд новых стандартов, изменений к стандартам и разъяснениям вступает в силу для годовых периодов, начинающихся после 1 января 2021 года, с возможностью их досрочного применения. Однако Компания не осуществляла досрочный переход на новые и измененные стандарты при подготовке данной финансовой отчетности.

Следующие поправки к стандартам и разъяснения, как ожидается, не окажут значительного влияния на финансовую отчетность Компании:

- Поправки к МСФО (IFRS) 9, МСФО (IAS) 39, МСФО (IFRS) 7, МСФО (IFRS) 4 и МСФО (IFRS) 16 «Реформа базовой процентной ставки – этап 2»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 16 «Уступки по аренде, связанные с пандемией COVID-19, действующие после 30 июня 2021 года»;

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступившие в силу

Ниже приводятся новые стандарты, поправки и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Компании. Компания намерена применить эти стандарты, поправки и разъяснения, если применимо, с даты их вступления в силу:

- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»¹;
- Поправки к МСФО (IAS) 1 – «Классификация обязательств как краткосрочных или долгосрочных»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 3 – «Ссылки на концептуальные основы»;
- Поправки к МСФО (IAS) 16 – «Основные средства: поступления до использования по назначению»;
- Поправки к МСФО (IAS) 37 – «Обременительные договоры – затраты на исполнение договора»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 1 – «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» – дочерняя организация, впервые применяющая Международные стандарты финансовой отчетности;
- Поправки к МСФО (IFRS) 9 – «Финансовые инструменты» – комиссионное вознаграждение при проведении «теста 10%» в случае прекращения признания финансовых обязательств;
- Поправки к МСФО (IAS) 41 – «Сельское хозяйство» – налогообложение при оценке справедливой стоимости; [
- Поправки к МСФО (IAS) 8 – «Определение бухгалтерских оценок»;
- Поправки к МСФО (IAS) 1 и Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО – «Раскрытие информации об учетной политике».

В настоящее время Компания проводит оценку влияния этих поправок, которое они могут оказать на раскрытие информации об учетной политике Компании.

3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основа подготовки

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 (IFRS) 16, 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 имеется 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.

Принципы консолидации

Настоящая консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчетности 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 Примечании 31.

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. Нарощенные 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. Нарощенные 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 Группы 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 опыта и экспертных оценок, включая прогнозные данные. Прогнозная информация включает в себя информацию о перспективах развития отраслей, в которых работают должники, 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 Группы.

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 Группы 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.

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 Группы 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 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.

КАСПИЙ НЕФТЬ
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.

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 дисконты) 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 либо отдельно Компаниями, 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 курсовой разницы

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 курсовой разницы 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 Группы отдельно 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 объёмами добычи в течение отчетного периода и доказанных разработанных резервов по состоянию на конец отчетного периода, увеличенных на объемы добычи в течение 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.

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 на счетах в банках и 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.

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 2021 г. (2020 г.: 212,500 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 2021 и 31 декабря 2020 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 консолидированной отчетности не создавался резерв по этим обязательствам, так как руководство 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, согласно условиям Контракта 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:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Обменный курс на конец года (к тенге)		
1 доллар США	431.67	420.71

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

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Обменный курс средний за год (к тенге)		
1 доллар США	426.03	412.95

Признание выручки

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 (IFRS) 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. Компания 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. Резервы по ликвидации и восстановлению месторождения пересматриваются на каждую отчетную дату и производится их корректировка для отражения наилучшей оценки на данный момент в соответствии с КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по демонтажу и ликвидации основных средств, восстановлению и иным 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 Компания могут влиять изменения в технологиях ликвидации активов, затратах и отраслевой практике 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 2021 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.

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

	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефте- газовые активы	Машины и оборудования	Транспорт-ные средства	Прочее	Итого
Стоимость							
На 1 января 2020 г.	722	39,204,885	3,313,819	9,656,393	592,041	251,719	53,019,579
Поступления	-	237,803	18,514	775,378	-	4,843	1,036,538
Переводы из незавершенного строительства (Примечание 6)	-	8,172,704	-	2,619,328	-	238,696	11,030,728
Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин (Примечание 17)	-	52,378	-	-	-	-	52,378
Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	-	73,558	20,699	-	-	-	94,257
Прочее	-	-	-	-	-	-	-
Выбытия	-	(269,088)	-	(76,235)	(14,000)	(42)	(359,365)
На 31 декабря 2020 г.	722	47,472,240	3,353,032	12,974,864	578,041	495,216	64,874,115
На 1 января 2021 г.	722	47,472,240	3,353,032	12,974,864	578,041	495,216	64,874,115
Поступления	-	417,033	13,563	256,257	18,470	1,377	706,700
Переводы из незавершенного строительства (Примечание 6)	-	5,030,705	-	1,127,170	14,500	44,565	6,219,940
Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин (Примечание 17)	-	148,307	-	-	-	-	148,307
Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	-
Изменение в оценке по обязательствам по социальной инфраструктуре (Примечание 17)	-	-	-	-	-	-	-
Выбытия	-	(29,887)	-	(144,718)	(77,011)	(18,451)	(270,067)
На 31 декабря 2021 г.	722	53,038,399	3,366,595	14,213,573	534,000	522,707	71,676,996

Основные средства (продолжение)

	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефте- газовые активы	Машины и оборудования	Транспорт- ные средства	Прочее	Итого
Накопленный износ							
На 1 января 2020 г.	-	(18,921,951)	(1,913,603)	(5,008,829)	(411,523)	(169,013)	(26,424,919)
Начислено за год	-	(4,337,408)	(201,603)	(1,365,784)	(45,879)	(42,309)	(5,992,983)
Перемещение между счетами	-	-	-	-	-	-	-
Выбытия	-	109,820	-	46,931	9,567	38	166,356
На 31 декабря 2020 г.		(23,149,539)	(2,115,206)	(6,327,682)	(447,835)	(211,284)	(32,251,546)
На 1 января 2021 г.		(23,149,539)	(2,115,206)	(6,327,682)	(447,835)	(211,284)	(32,251,546)
Начислено за год	-	(4,289,354)	(186,329)	(1,735,580)	(41,269)	(75,586)	(5,992,983)
Выбытия	-	(14,679)	-	(137,695)	(61,809)	(18,008)	(166,356)
На 31 декабря 2021 г.	-	(27,424,214)	(2,301,535)	(7,925,567)	(427,295)	(268,862)	(38,347,473)
Чистая балансовая стоимость							
На 1 января 2021 г.	722	24,322,701	1,237,826	6,647,182	130,206	283,932	32,622,569
На 31 декабря 2021 г.	722	25,614,185	1,065,060	6,288,006	106,705	253,845	33,328,522

6. Незавершенное строительство

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
На 1 января	2,108,181	3,681,404
Поступления	7,921,675	9,442,282
Поступления из товарно-материальных запасов	8,312	15,223
Переводы в основные средства (Примечание 5)	(6,216,940)	(11,030,728)
Выбытия	-	-
На 31 декабря	<u>3,821,227</u>	<u>2,108,181</u>

7. Займы выданные

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
На 1 января	81,200,837	67,950,815
Предоставленный заем	5,550,993	3,664,000
Погашение	-	-
Начисленные проценты (Примечание 26)	6,101,916	5,822,206
Проценты полученные	-	-
Амортизация корректировки справедливой стоимости (Примечание 26)	1,075,729	3,627,589
Прибыль от курсовой разницы, нетто	-	-
Сторнирование/(начисление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам	(76,322)	(136,227)
На 31 декабря	<u>93,853,153</u>	<u>81,200,837</u>

Классифицируется в отчете о финансовом положении как:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Краткосрочная часть	93,853,153	77,534,423
Долгосрочная часть	-	3,666,414
	<u>93,853,153</u>	<u>81,200,837</u>

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., заём 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 2019 г. 2020 г и 2021 г. Указанный срок займа был продлён путем подписания дополнительного соглашения до 30 июня 2022 г.

11 декабря 2020 г., Компания выдала дополнительный заем этому предприятию на сумму 3,664,000 тыс. тенге, 08 октября 2021 выплатила 200,000 тыс. тенге, срок погашения по данному займу 1 декабря 2022 г., заём необеспеченный и с годовой процентной ставкой 8%.

9 декабря 2021 Группа предоставила финансовую помощь другому предприятию в размере 5,350,993 тыс. тенге, со сроком погашения до 31 марта 2024 и с процентной ставкой 8.0% годовых. Сумма начисленных процентов на 31 декабря 2021 г. составила 26,160 тыс. тенге.

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

Вероятность дефолта является ключевым вводным фактором при измерении ОКУ. Вероятность дефолта — это оценка вероятности дефолта в течение заданного временного промежутка, расчет которого включает в себя исторические данные, предположения и ожидания будущего состояния. Руководство оценило вероятность дефолта в 3.8% для ссудной задолженности с учетом исторического опыта дефолта, финансового положения контрагента, а также будущих перспектив отраслей, в которых работает контрагент, полученных из отчетов экономических экспертов, отчетов финансовых аналитиков и учитывая различные внешние источники фактической и прогнозной экономической информации, в зависимости от обстоятельств.

Уровень потерь в случае наступления дефолта является оценкой убытков, возникающих от дефолта. Он основан на разнице между договорными денежными потоками, к получению, и теми, которые кредитор ожидает получить, принимая во внимание денежные потоки от обеспечения и интегральных улучшений кредита. Руководство оценивает уровень потерь в случае наступления дефолта по данному займу как 19.6%.

8. Прочие долгосрочные активы

	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Расходы будущих периодов	246,269	207,887
Авансы, выданные для приобретения внеоборотных активов	927	185,793
	247,196	393,680

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

9. Прочие долгосрочные финансовые активы

	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Депозит, ограниченный в использовании	501,400	417,615
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании	118,128	95,083
	619,528	512,698

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 30).

10. Товарно-материальные запасы

	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Сырье и материалы	965,653	918,726
Готовая продукция – нефтепродукты	2,204,861	354,475
Готовая продукция - сырая нефть	549,796	58,316
Материалы, переданные в переработку	954	-
	3,721,263	1,331,517

11. Торговая дебиторская задолженность

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность	12,759,436	9,260,529
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(779)	(29,581)
	<u>12,758,657</u>	<u>9,230,948</u>

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 по срокам возникновения представлена следующим образом:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
до одного месяца	12,758,657	8,989,984
до двух месяцев	-	240,964
Более года	-	29,581
	<u>12,758,657</u>	<u>9,260,529</u>

Торговая дебиторская задолженность Группы была выражена в следующих валютах:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Доллар США	12,040,117	8,962,015
Тенге	718,539	268,933
	<u>12,758,657</u>	<u>9,230,948</u>

Движение резерва по сомнительной задолженности в течение года, закончившегося 31 декабря 2021 г. и 2020 г. представлено следующим образом:

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
На 1 января	29,581	779
Начислено	(28,802)	28,802
На 31 декабря	<u>779</u>	<u>29,581</u>

12. Прочие текущие активы

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Авансы выданные	4,898,114	4,492,655
Налог на добавленную стоимость	182,117	786,794
Корпоративный подоходный налог	1,712,304	-
Расходы будущих периодов	532,931	50,550
Прочие налоги	102,385	39,429
Прочие	6,870	989
	<u>7,434,698</u>	<u>5,370,417</u>

13. Денежные средства и их эквиваленты

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Деньги на счетах в банках, в долларах США	5,313,142	7,463,757
Деньги на сберегательных счетах в долларах США	503,759	-
Деньги на счетах в банках, в тенге	4,247,132	332,166
Деньги в кассе	352	112
	<u>10,064,385</u>	<u>7,796,035</u>

14. Акционерный капитал

По состоянию на 31 декабря 2021 г. и на 31 декабря 2020 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 период закончившийся 31 декабря 2021 г. в соответствии с решением Единственного акционера Компания объявила 950,000 тыс. тенге и выплатила дивиденды в размере 950,000 тыс. тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2021 и 31 декабря 2020 гг., базовая прибыль на акцию составляла:

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Чистая прибыль за год	49,554,447	28,560,025
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	<u>49,554,447</u>	<u>28,560,025</u>
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль/(убыток) на акцию (в тыс. тенге за акцию)	<u>496</u>	<u>286</u>

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 2021 г. балансовая стоимость акции составила 1,081 тыс. тенге (по состоянию на 31 декабря 2020 г.: 604 тыс. тенге).

	<u>31 декабря 2021г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Активы, всего	168,678,941	141,312,138
Нематериальные активы	(1,020,301)	(171,179)
Обязательства, всего	(59,543,494)	(80,781,140)
Итого чистые активы	<u>108,115,147</u>	<u>60,359,819</u>
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость одной акции, (тыс. тенге за акцию)	<u>1,081</u>	<u>604</u>

15. Налогообложение

За годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 31 декабря 2020 гг., расходы по налогу на прибыль составили:

	2021 г.	2020 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль	17,802,468	8,762,473
Расходы по налогу на сверхприбыль	17,571,195	3,676,184
Всего расходов по текущему налогу на прибыль	35,373,663	12,438,657
Расход по отложенному налогу на прибыль	(645,560)	1,104,862
Расход по отложенному налогу на сверхприбыль	(1,714,439)	325,233
Всего расход по отложенному налогу на прибыль	2,359,999	1,430,095
Всего расходов по налогу на прибыль	33,013,664	13,868,752

За год, закончившийся 31 декабря 2021 г., расходы по текущему налогу на прибыль включают налог, удержанный с процентов, полученных по депозитам в размере 16,273 тыс. тенге (за период, закончившийся 31 декабря 2020 г.: 26,170 тыс. тенге).

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

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

	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Активы по отложенному налогу		
Займы выданные	-	602,153
Прочие налоги к уплате	2,228,501	847,289
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения и прочие долгосрочные финансовые обязательства	446,011	422,060
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	13,773	22,620
Прочие текущие активы	-	4,551
Основные средства и НМА	52,670	-
	2,740,955	1,898,673
Обязательства по отложенному налогу		
Основные средства и нематериальные активы	(381,972)	(2,562,638)
Кредиты полученные и проценты начисленные	(24,062)	(28,076)
Прочая дебиторская задолженность	(328,047)	(672,396)
Займы выданные	(789,957)	-
Ликвидационный фонд	(221,298)	-
	(1,745,336)	(3,263,110)
Активы по отложенному налогу	1,809,639	574,077
Обязательства по отложенному налогу	(814,019)	(1,938,514)

В Республике Казахстан, где зарегистрировано каждое из предприятий Группы, ставка подоходного налога на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 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:

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Прибыль до налогообложения	82,568,111	42,428,777
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	16,513,622	8,485,755
Корректировки с целью учета:		
Налога на сверхприбыль	15,856,756	4,001,417
Непризнанные налоговые убытки понесенные в текущем периоде	-	1,048,542
Прочих не вычитаемых разниц	643,286	333,038
Расходы по налогу на прибыль	33,013,664	13,868,752
Эффективная налоговая ставка	40%	33%

16. Банковские займы

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
На начало периода	64,519,188	79,624,576
Поступления	-	-
Погашение	(38,537,000)	(23,376,307)
Проценты начисленные	3,444,433	4,871,670
Проценты уплаченные	(3,507,358)	(4,795,130)
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы, нетто	1,495,783	8,194,379
На 31 декабря	27,415,046	64,519,188
	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Классифицируется в отчете о финансовом положении как:		
Краткосрочная часть	10,944,401	23,821,379
Долгосрочная часть	16,470,645	40,697,809
	27,415,046	64,519,188

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 и 100% акциями Компании. Процентная ставка по кредитной линии - 6.0% годовых.

В течение 2021 г. Компания произвела погашение основной суммы долга в размере 89.67 миллионов долларов США (эквивалент 38,536,999 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2021 г. текущая часть заемных средств представляет собой проценты, начисленные в размере 0.57 миллионов долларов США (эквивалент 248,578 тыс. тенге), и основную сумму в размере 24.78 миллионов долларов США (эквивалент 10,695,823 тыс. тенге), подлежащие к выплате в течение одного года.

17. Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения

	<u>2021 г.</u>	<u>2020г.</u>
На 1 января	911,475	720,678
Расходы по приросту	82,033	64,861
Поступление к стоимости резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин (Примечание 5)	148,307	52,378
Изменения в допущениях в расчетах резерва по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 5)	-	73,558
На 31 декабря	<u>1,141,815</u>	<u>911,475</u>

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождения должен быть признан по 229 скважинам, расположенным на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2021 г. (по состоянию на 31 декабря 2020 г.: 204 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% (2020 г.: 5%) и ставки дисконтирования равной 9% (2020 г.: 9%), текущая стоимость резерва на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. составляет 1,141,815 тыс. тенге и 911,475 тыс. тенге, соответственно.

18. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
На 1 января	461,559	496,695
Расходы по приросту обязательств	-	27,948
Изменение в оценке по обязательствам по социальной инфраструктуре (Примечание 5)	-	20,699
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы	-	64,411
Реклассификация в краткосрочные обязательства (Примечание 21)	(105,760)	(148,194)
На 31 декабря	<u>355,799</u>	<u>461,559</u>

В соответствии с условиями Контракта на недропользование №1525 от 15 октября 2004 г. Компания обязана вносить средства на социальные программы и программы по развитию инфраструктуры в Атырауской области (Примечание 30).

За 2019 год данные обязательства были выражены в долларах США и отражены по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 7%, по состоянию на 31 декабря 2020 года в связи с подписанием дополнение №7 контракту №1525 от 15.10.2004 г., согласно которому обязано осуществлять финансирование социально-экономического развития региона и развития его инфраструктуры в размере 1% от инвестиции по Контракту в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года Компания произвела изменение в оценке, и на 31 декабря 2020 и 2021 года эти обязательства выражены в тенге и показаны по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 10%.

19. Торговая кредиторская задолженность

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам	2,637,032	3,273,670
Кредиторская задолженность по внеоборотным активам	-	-
	<u>2,637,032</u>	<u>3,273,670</u>

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. представлена в следующих валютах:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Тенге	2,637,032	3,273,670
Доллары США	-	-
	<u>2,637,032</u>	<u>3,273,670</u>

20. Налоги к уплате

Налог на прибыль к уплате по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. представлен следующим образом:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Налог на сверхприбыль	17,581,599	3,671,095
Налог на прибыль	156,426	1,785,597
	<u>17,738,025</u>	<u>5,456,692</u>

Прочие налоги к уплате по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. представлены следующим образом:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Рентный налог	4,463,116	643,613
Налог на добычу полезных ископаемых	2,919,691	1,899,040
Налог на добавленную стоимость	60,636	72,273
Индивидуальный подоходный налог	60,098	71,370
Социальный налог	44,020	65,305
Прочие налоги	4,875	2,542
	<u>7,552,435</u>	<u>2,754,143</u>

21. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Авансы полученные	1,249,178	747,074
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям	425,209	478,276
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)	105,760	148,194
Резерв по неиспользованным отпускам	65,383	40,072
Задолженность по компенсации по некондиционной нефти	-	-
Прочее	43,362	52,283
	<u>1,888,893</u>	<u>1,465,899</u>

22. Выручка

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Экспортные продажи сырой нефти	121,951,340	71,643,670
Внутренние продажи нефтепродуктов	29,554,760	22,625,475
Экспортные продажи нефтепродуктов	11,755,164	5,420,238
Внутренние продажи сырой нефти	-	-
	<u>163,261,264</u>	<u>99,689,383</u>

23. Себестоимость реализованной продукции

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Услуга по переработке нефти	13,304,665	11,270,459
Налог на добычу полезных ископаемых	11,426,995	7,033,105
Износ и амортизация	6,315,456	5,978,224
Заработная плата и соответствующие налоги	1,984,643	1,891,507
Прочие налоги	2,551,511	2,038,707
Изменения в запасах сырой нефти и нефтепродуктов	566,208	440,743
Текущий ремонт и техобслуживание	346,495	355,817
Товарно-материальные запасы	(2,274,280)	206,260
Прочее	1,114,639	1,253,716
	<u>35,336,330</u>	<u>30,468,538</u>

24. Расходы по реализации

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Таможенные процедуры	20,973,661	9,191,642
Подготовка и транспортировка нефти и нефтепродуктов	16,388,591	9,029,808
Рентный налог	8,959,445	5,681,546
Прочие	144,302	333,278
	<u>46,465,999</u>	<u>24,236,274</u>

25. Общие и административные расходы

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Заработная плата и соответствующие налоги	1,303,813	1,481,451
Консультационные расходы	26,422	86,981
Расходы по аренде	154,327	84,743
Командировочные и представительские расходы	38,540	17,763
Налоги и прочие платежи в бюджет	14,539	4,796
Штрафы и пени	3,226	2,630
Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы	-	-
Прочее	765,400	444,752
	<u>2,306,267</u>	<u>2,123,116</u>

26. Финансовые доходы

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Процентный доход по займам выданным (Примечание 7)	6,101,916	5,822,206
Амортизация корректировки справедливой стоимости займов выданных (Примечание 7)	1,075,729	3,627,589
Процентные доходы по банковским депозитам	493,951	108,357
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам	23,046	18,432
	<u>7,694,641</u>	<u>9,576,584</u>

27. Финансовые расходы

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Процентные расходы по банковским займам (Примечание 16)	3,444,433	4,871,670
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановлении месторождения (Примечание 17)	82,033	64,861
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств (Примечание 18)	-	27,948
	<u>3,526,466</u>	<u>4,964,479</u>

28. (Убыток)/Прибыль от курсовой разницы, нетто

	<u>2021 г.</u>	<u>2020 г.</u>
Прибыль от курсовой разницы	3,415,660	17,559,016
Убыток от курсовой разницы	<u>(4,168,323)</u>	<u>(22,343,504)</u>
	<u>(752,663)</u>	<u>(4,784,488)</u>

29. 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 период, закончившийся 31 декабря 2021 и 31 декабря 2020 г., транзакции со связанными сторонами включали транзакции с предприятиями под общим контролем, компенсацию ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров.

В дополнение к транзакциям со связанными сторонами раскрытых в других частях данной консолидированной финансовой отчетности следующие балансы со связанными сторонами включены в консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию 31 декабря 2021 и 2020 гг.:

	<u>31 декабря 2021 г.</u>	<u>31 декабря 2020 г.</u>
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)	10,064,385	7,795,923
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)	619,528	512,698

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

За период, закончившийся 31 декабря 2021 и 2020 гг., компенсация ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из краткосрочных вознаграждений работникам и составила 359,695 тыс. тенге и 457,748 тыс. тенге, соответственно.

Компенсация членам Совета директоров за годы, закончившиеся 31 декабря 2021 и 2020 гг., составила 59,775 тыс. тенге и 49,527 тыс. тенге, соответственно.

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

30. 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 до 29 сентября 2020 Компания обязана была принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контракту на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Годовая сумма обязательств по развитию социальной инфраструктуры, установленных Контрактом на недропользование, составляла 200,000 долларов США. 29 сентября 2020 г. Компания подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15.10.2004, согласно которому годовой объем обязательств по социально-экономическому развитию региона и развитию его инфраструктуры определен в размере 1% от инвестиции по Контракту на недропользование в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Компания выполнила данное требование по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Обязательство по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана была 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. 29 сентября 2020 г. Компания подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15.10.2004, согласно которому Компания обязана осуществлять финансирование обучения казахстанских кадров в размере 1 % от затрат на добычу, понесенных в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Компания выполнила данное требование по состоянию на 31 декабря 2021 г.

Обязательство по финансированию научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана была осуществлять финансирование научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ в размере 1 % от совокупного годового дохода по итогам предыдущего года. 29 сентября 2020 г. Компания подписала дополнение №7 к Контракту №1525 от 15.10.2004, согласно которому Компания обязана осуществлять финансирование научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ в размере 1 % от затрат на добычу, понесенных в период добычи углеводородов по итогам предыдущего года. Руководство считает, что Компания выполнила данное требование по состоянию на 31 декабря 2021 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 17).

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 9). 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.

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.

Помимо этого, в начале 2020 года в мире стал очень быстро распространяться новый коронавирус (COVID-19), что привело к тому, что Всемирная Организация Здравоохранения (ВОЗ) в марте 2020 года объявила начало пандемии. Меры, применяемые многими странами для сдерживания распространения COVID-19, приводят к существенным операционным трудностям для многих компаний и оказывают существенное влияние на мировые финансовые рынки.

Руководством Группы в период пандемии были приняты все меры, которые оно посчитало необходимыми для поддержания устойчивости и развития бизнеса Группы в ближайшем будущем. Несмотря на то, что Группа понесла дополнительные расходы в части увеличения затрат по заработной плате производственному персоналу, в связи с увеличением продолжительности рабочих вахт с 15 календарных дней до 30 календарных дней, а также были дополнительные расходы, связанные с изоляцией сотрудников, в целом ситуация с COVID-19 значительного влияния на финансовое состояние Группы не оказала.

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.

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

	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Финансовые активы:		
Займы выданные (Примечание 7)	93,853,153	81,200,837
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)	10,064,385	9,230,948
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)	12,758,657	7,796,035
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)	619,528	512,698
Прочие текущие активы	6,870	989
	117,302,593	98,741,507
Финансовые обязательства:		
Банковские займы (Примечание 16)	27,415,046	64,519,188
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)	2,637,032	3,273,670
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)	1,846,466	1,425,827
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)	355,799	461,559
	32,254,343	69,680,244

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 2021 г., существенную долю в доходе Группа получила от покупателя, Vitol Central Asia S.A., что составляет 77% (за год, закончившийся 31 декабря 2020 г.: 72%) 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.

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

Выраженные в долларах США	31 декабря 2021 г.	31 декабря 2020 г.
Активы	17,883,205	16,425,772
Обязательства	(27,415,046)	(64,519,188)
Чистая балансовая позиция	(48,093,416)	(48,093,416)

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.

	<u>На 31 декабря 2021 г.</u>		<u>На 31 декабря 2020 г.</u>	
	<u>тенге/доллар США +20%</u>	<u>тенге/доллар США -20%</u>	<u>тенге/доллар США +20%</u>	<u>тенге/доллар США -20%</u>
Чистый (убыток)/прибыль	(1,906,368)	1,906,368	(9,618,683)	9,618,683

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 2021 г. Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Процентный риск

По состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 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 производным финансовым активам и обязательствам Группы.

	Средне-взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца-1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2021 г.					
Финансовые активы:					
Займы выданные (Примечание 7)	8%	-	89,738,506	4,114,647	93,853,153
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		10,064,385	-	-	10,064,385
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		12,759,436	(779)	-	12,758,657
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	619,528	619,528
Прочие текущие активы (Примечание 12)		7,434,698	-	-	7,434,698
Итого финансовые активы		30,258,519	89,737,727	4,734,175	124,730,421
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%	-	(5,428,619)	(21,986,427)	(27,415,046)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)		(2,637,032)	-	-	(2,637,032)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)		(1,888,674)	-	-	(1,888,674)
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)		-	-	(355,799)	(355,799)
Итого финансовые обязательства		(4,525,706)	(5,428,619)	(22,342,226)	(32,296,551)
Чистая позиция		25,732,813	84,309,108	(17,608,051)	92,433,870

	Средне- взве- шенная эффе- ктив- ная процент-ная ставка	1-3 Месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2021 г.					
Финансовые активы:					
Займы выданные (Примечание 7)	8%	-	77,519,738	3,681,099	81,200,837
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		7,796,035	-	-	7,796,035
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		9,201,140	29,807	-	9,230,947
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	512,698	512,698
Прочие текущие активы (Примечание 12)		5,370,417	-	-	5,370,417
Итого финансовые активы		22,367,592	77,549,545	4,193,797	104,110,934
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%	(448,602)	(23,372,778)	(40,697,809)	(64,519,189)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)		(3,273,670)	-	-	(3,273,670)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)		(1,317,705)	(148,194)	-	(1,465,899)
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)		-	-	(461,559)	(461,559)
Итого финансовые обязательства		(5,039,977)	(23,520,972)	(41,159,368)	(69,720,317)
Чистая позиция		17,327,615	54,028,573	(36,965,571)	34,390,617

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 2021 г. и 31 декабря 2020 г.

Группа применяет трехэтапную модель обесценения финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. Все финансовые активы Группы по состоянию на 31 декабря 2021 г. и 31 декабря 2020 г. классифицируются как Уровень 1.

31. События после отчетной даты

2 января 2022 г. в Мангистауской области Казахстана начались акции протеста, связанные со значительным ростом розничной цены на сжиженный природный газ. Данные протесты распространились на другие города и привели к беспорядкам, повреждению имущества и гибели людей. 5 января 2022 года Правительство объявило о введении чрезвычайного положения.

В результате вышеуказанных протестов и введения чрезвычайного положения, Президент Казахстана сделал ряд публичных заявлений о возможных мерах, включая внесение изменений в налоговое законодательство, введение мер поддержки финансовой стабильности, контроль и стабилизацию уровня инфляции и обменного курса тенге. 19 января 2022 года чрезвычайное положение было отменено.

24 февраля 2022 года в соседних странах произошли события, которые привели к введению существенных санкций по отношению к Российской Федерации и ослаблению российского рубля. По ряду макроэкономических причин, включая зависимость Казахстана от импорта из Российской Федерации, данные события могут привести к ослаблению тенге. В то же время наблюдается значительный рост цены на сырую нефть и нефтепродукты – основной товар Группы.

В настоящее время Группа не имеет возможности количественно оценить, какое влияние, могут оказать на финансовое положение Группы любые новые меры, которые может принять Правительство, а также какую международную позицию примет по отношению к вышеуказанным событиям, и какое влияние они окажут на экономику Республики Казахстан.

5 марта 2022 г. финансовая помощь, предоставленная Группой другому предприятию, была досрочно полностью возвращена, включая основную сумму долга, а также начисленные проценты (Примечание 7) до даты утверждения и подписания данной финансовой отчетности корректирующих событий, либо событий, требующих раскрытия в данной финансовой отчетности, не было.

32. Утверждение финансовой отчетности

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена и подписана руководством Группы 11 марта 2022 г.



 **Smart Field**
AIRANKOL

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

РВС-1000
№1
ӨРТ ҚАЗІПТІ

ОСНОВНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Финансовые показатели

млн тг	2021	2020	2019	2018	2017
Финансовые результаты					
Выручка	163 261	99,689	126,724	111,224	84,190
Валовая прибыль	127 925	69,221	103,293	92,714	69,246
ЕБИТДА	85 591	48,443	67,026	57,560	44,920
Прибыль до налогообложения	82 568	42,429	64,689	41,295	40,514
Чистая прибыль	49 554	28,560	42,011	21,477	26,522
Свободный денежный поток	(1 863)	(10,762)	449	37,661	24,927
Задействованные активы					
Долгосрочные активы	40,846	40,049	100,709	90,520	28,882
Текущие активы	127,832	101,263	32,775	43,159	14,472
Долгосрочные обязательства	(18,782)	(44,009)	(60,335)	(89,347)	(2,679)
Текущие обязательства	(40,761)	(36,772)	(41,178)	(35,688)	(11,979)
Чистые активы	59,544	60,531	31,971	8,643	28,696

Основная статистика

	ед. изм.	2021	2020	2019	2018	2017
Добыча нефти	тыс. т	927	917	900	849	854
Реализация нефти, включая	тыс. т	908	917	900	859	860
Экспорт нефти	тыс. т	594	646	622	602	629
Внутренние продажи	тыс. т	314	272	278	257	231
Базовая прибыль на 1 акцию	тыс. тг	496	286	420	215	265
Балансовая стоимость 1 акции	тыс. тг	1 081	604	318	86	287

ГЛОССАРИЙ

ЕБИТДА – Earnings before interest, tax, depreciation and amortisation - доход до вычета расходов по подоходному налогу, финансовых расходов 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 «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

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РК

ГПЭС – Газопоршневая электростанция

КИН – Коэффициент извлечения нефти

КПН – Корпоративный подоходный налог

КПЭ – Ключевые показатели эффективности

КТК – Каспийский трубопроводный консорциум

КФБ - АО «Казахстанской Фондовой Биржи»

ЛЭП – Линия электропередачи

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

ППН – Пункт подготовки нефти

ПСП – Приемо-сдаточный пункт нефти

ПТУЗ – Профессионально-техническое учебное заведение

РК – Республика Казахстан

СНГ – Содружество независимых государств

СП – совместное предприятие

СРП – Соглашение о разделе продукции

т – тонна(ы)

ТМЗ – Товарно-материальные запасы

ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Каспий нефть»

<i>Юридический и фактический адрес</i>	Республика Казахстан, г. Атырау, 060009, ул. Сатпаева 15В
<i>Корпоративный секретарь</i>	Мусина Жанна Жасулановна
<i>Телефон</i>	+7 (7122) 31 56 63
<i>Электронная почта</i>	zh.mussina@caspineft.kz

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

<i>Юридический и фактический адрес</i>	Республика Казахстан, 050040 г. Алматы, ул. Сатпаева д. 30А/3
<i>Телефон</i>	+7 (727) 272-47-60
<i>Электронная почта</i>	info@tisir.kz
<i>Интернет-сайт</i>	www.tisir.kz

Атырау 2022

