



Smart Field
AIRANKOL



**АО «КАСПИЙ НЕФТЬ»
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2020 ГОД**



СОДЕРЖАНИЕ

Стратегический отчет	5
Обращение руководства	6
Информация о Группе	8
Основные события отчетного года	13
Операционная деятельность	14
Управление	26
Управление рисками	28
Социальная ответственность и защита окружающей среды	37
Корпоративное управление	41
Консолидированная финансовая отчетность	46
Заявление руководства об ответственности	47
Аудиторское заключение независимого аудитора	48
Консолидированный отчет о финансовом положении	53
Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе	54
Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала	55
Консолидированный отчет о движении денежных средств	56
Примечания к финансовой отчетности	57
Дополнительная информация	94
Основные исторические показатели деятельности	96
Глоссарий	97
Контактная информация	98



10010



0011101

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



21042372787730176262
029467982342425 7 53
301342762 6762 43
30130273675827 11 726
052750621093 43 71

826422165 031200 6618
23131 03747 13 040
373 334 3737 7044
24126133161 23115616111
217031216

304200943 019099 4491
01414 81929 11 878
851 112 1515 - 5822
0220473354 01773494

871477618
78681 5829
228 889
79671

18206672 000000000000
0717 6303 14 111
10 100
007404 000000000000
00000000000000000000

10

110010

10010

ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА

Уважаемые акционеры и партнеры,

Представляем вашему вниманию Годовой отчет за 2020 год о ключевых результатах деятельности АО «Каспий нефть» и его дочернего предприятия (далее – «Группа»).

В 2020 году весь мир столкнулся с кризисом, вызванным пандемией коронавирусной инфекции, оказавшей беспрецедентное влияние как на производственные процессы, так и на всю мировую экономику. Серьезным испытаниям подверглась нефтегазовая отрасль: значительное снижение цены на нефть, ослабление курса национальной валюты, сокращение объемов добычи и транспортировки нефти, уменьшение мирового потребления нефтепродуктов.

В условиях кризиса, продолжительных карантинных мер и адаптации к новым условиям, Группа тем не менее достигла целей, запланированных на 2020 год.

Объем добычи и реализации нефти продолжил оставаться на высоком уровне – свыше 900 тыс. тонн в год. По состоянию на 31 декабря 2020 года общий фонд скважин на месторождении увеличился и составил 209 скважин в результате бурения 23 эксплуатационных скважин (2019 год: 12 скважин).

Группа продолжает выполнять свои контрактные обязательства, в том числе в отношении обязательств по бурению и обустройству скважин на месторождении.

Осознавая важность мер по оптимизации и повышению эффективности работы Группы, сдерживанию роста себестоимости и снижению негативного воздействия на окружающую среду, с 2019 года Группа успешно осуществляет проект модернизации производственных объектов и внедрение «Smart Field», которая подразумевает полную автоматизацию технологических процессов и интеграцию всех систем в единую промышленную базу данных, которая предоставляет возможность удаленного мониторинга и управления всеми производственными объектами.



В рамках осуществления данного проекта Группа ожидает добиться следующих стратегических задач:

- Минимизировать темп падения добычи при вступлении месторождения в III стадию разработки;
- Увеличить извлекаемые запасы нефти;
- Увеличить мощность производственных объектов.

В 2019 году Группа осуществила модернизацию и автоматизацию 3-х пунктов сбора нефти. В 2020 году работы по внедрению инновационных решений были продолжены, и Группа успешно завершила модернизацию и автоматизацию пунктов подготовки и сдачи товарной нефти, двух блочно-кустовых насосных станций. Была внедрена комплексная автоматизация технологического процесса на базе системы «SCADA».

В 2020 году автоматизирована работа 43 скважин УЭЦН с возможностью управления всеми параметрами скважин, а также управления Центра стратегического анализа и управления месторождением.

Таким образом общая пропускная способность достигла 3,800 тыс. куб. м в год, увеличившись более чем в два раза.

Благодаря новым технологиям, внедрению «Smart Field», изменению бизнес-процессов мы получили существенный бизнес-эффект от цифровой трансформации.

Работа, проделанная до настоящего момента, позволила увеличить добычу нефти на 10%, снизить удельные лифтинг-затраты на 31%, которые являются одними из наиболее существенных видов расходов в составе себестоимости, уменьшить количество незапланированных простоев и объем.

Также было отмечено уменьшение объема выбросов нефтяного шлама за счет замены труб и контроля протечек.

Новые технологии предполагают и повышение квалификации сотрудников. В рамках осуществления проекта обучение прошли порядка 100 человек (около 40% производственного персонала).

Снижение мировой цены на нефть оказало влияние на уменьшение EBITDA на 27%, которая снизилась в ответ на уменьшение валовой прибыли Группы на 33%. Снижение было частично компенсировано уменьшением в расходах по реализации на 38% и административных расходах – на 26%. В результате базовая прибыль на акцию в 2020 году составила 286 тенге, снизившись на 32%.

В 2020 году нам пришлось противостоять кризису, вызванному мировой пандемией, и работать в новых, непростых условиях. При этом прошедший год подтвердил эффективность и значимость цифровой трансформации. Технологичность и наличие вовлеченной квалифицированной команды позволили нам показать высокие результаты.

Благодарю всех работников, акционеров и партнеров за профессиональную работу, сотрудничество, поддержку и вклад в развитие Группы.

Планы на 2021 год

Стратегической задачей Группы является обеспечение конкурентоспособности и повышение эффективности деятельности. Поэтому цифровая трансформация является нашим приоритетом.

В 2021 году Группа ожидает завершения работ в рамках «Smart Field». В частности, планируется осуществить работы по цифровизации бизнес-процессов, автоматизировать процесс принятия решений, внедрить системы экспертного и интегрированного технического и экономического анализа. На завершение Группа планирует направить порядка 214 млн тенге.

В рамках разработанного бизнес-плана на 2021-2024 годы, Компания планирует пробурить до 38 новых скважин (из них 35 добывающих и 3 нагнетательных). При этом в 2021 году Группа планирует ввести в эксплуатацию до 14 добывающих скважин.

Группа продолжает уделять значительное внимание вопросам безопасности, внедрению лучших практик контроля рисков, методик обучения работников. Обеспечение безопасных условий труда в регионах операционного присутствия и сохранности окружающей среды продолжат оставаться основополагающими принципами нашей деятельности.

Елеусинов Каирбек Сагинбаевич
Генеральный директор

ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

1997 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Создание Компании; ▪ Получение Лицензии на разведку нефти месторождения «Айранколь»
1998 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Получение Лицензии на проектирование и оперирование на объектах по добыче нефти
2011 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Подписание Дополнительного соглашения к Контракту на добычу нефти.
2015 г.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Утверждение 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.

История

«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. Выше перечислены основные этапы становления Компании:

По состоянию на 31 декабря 2020 года 100% доля владения Компанией принадлежала АО «Joint Resources», зарегистрированной в Республике Казахстан. 31 декабря 2020 года АО «Joint Resources» передало акции ОА «Каспий нефть» в доверительное управление ТОО «Management Consult». Конечным бенефициаром Компании является г-н Т. А. Кулибаев.

Группа состоит из Компании и ее дочернего предприятия ТОО «Каспий нефть трейдинг», которое создано и зарегистрировано 4 июня 2019 г. и находится в 100% собственности Компании.

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

Основная деятельность

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

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

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

Головной офис находится в г. Атырау в 190 км от месторождения. Ближайшим населенным

пунктом является г. Кульсары и нефтяные промыслы Косшагыл и Карсак.

Миссия

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

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

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

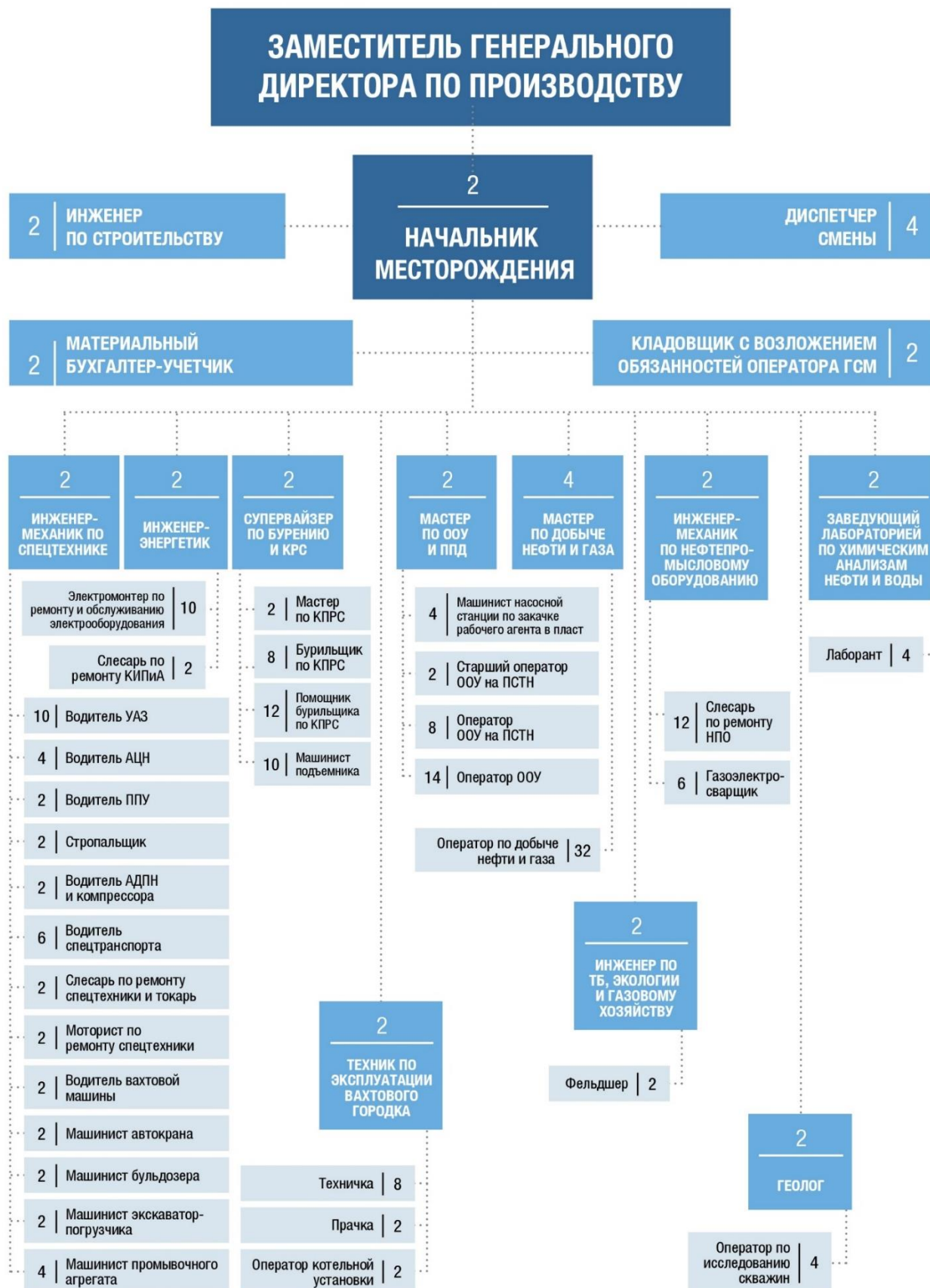
Производственная структура

Основным направлением деятельности Группы является добыча и дальнейшая реализация нефти и нефтепродуктов. Как результат, операционная структура Компании возглавляется Заместителем генерального директора по производству, который несет основную ответственность за осуществление операционной деятельности Компании.

Среднесписочная численность производственного персонала в 2020 году составила 229 человек (2019 год: 228 человек), что составляет 80% (2019 год: 80%) от общей среднесписочной численности сотрудников.

Обобщенная производственная структура Компании представлена на диаграмме ниже.





Информация о запасах и планы разработки нефтегазовых запасов

Информация по подсчету запасов по национальным стандартам

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

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

Обзорная карта по месторождению Айранколь



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

С 2015 года Компания ежегодно привлекает Gaffney, Cline & Associates (далее – «GCA») для выполнения 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. Проведенная компанией GCA оценка НГЗН была выполнена с учетом категорий запасов В+С₁ и В+С₁+С₂ 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 апреле 2020 года.

Проведенное компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2020 года составляет 61.0 млн баррелей (31 декабря 2019 года: 54.0 млн баррелей).

На конец 2020 года добыча велась по 157 скважинам с применением механизированного способа эксплуатации.

Наиболее вероятная оценка НГЗН и валовых запасов нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2020 года (млн баррелей)

Наиболее вероятные НГЗН:	305,2
<i>Валовые запасы по месторождению</i>	
Освоенные:	43,5
Неосвоенные:	3,3
Итого доказанные:	46,8
Доказанные + Вероятные:	54,5
Доказанные + Вероятные + Возможные:	64,7

Нефтяное месторождение Айранколь, с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2020 года составляет 209 скважин (31 декабря 2019 г.: 186 скважин), в том числе 157 добывающих скважин, 20 водонагнетательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 1 водозаборная скважина в консервации, 5 ликвидированных скважин и 4 скважины в исследовании и освоении. Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до ее истечения в октябре 2029 года. Существует высокая вероятность продления срока действия контракта недропользования на дополнительные 5 лет с аналогичными условиями.

Увеличение объемов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012-2020 годов. Объем добычи по состоянию на конец декабря 2020 года составил 19,076 баррелей нефти в сутки (на конец 2019 года: 18,962 баррелей нефти в сутки), из которых 73% (2019 год: 83%) относится на счет юрских пластов восточного свода.

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

В 2020 году было выполнено бурение 23 эксплуатационных скважин (2019 год: 12 скважин), при этом суммарный объем проходки

составил 29,250 погонных метров (2019 год: 16,000 погонных метров), и 12 скважин были введены в эксплуатацию (2019 год: 11 скважин)).

Согласно бизнес-плану на 2021-2024 годы, Компания планирует пробурить до 38 новых скважин (из них 35 добывающих и 3 нагнетательных). При этом в 2021 году Компания планирует ввести в эксплуатацию до 14 добывающих скважин.

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. Весь объем добываемого попутного газа используется для производства электроэнергии для собственных нужд промысла (выработка электроэнергии, обогрев трубопроводных линий продукции) в соответствии с утвержденной «Программой развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Айранколь на 2019-2021 гг.» Министерством энергетики Республики Казахстан.

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА

Несмотря на негативные эффекты, которые повлекла за собой мировая пандемия по COVID-19, Группа достигла целей, запланированных на 2020 год.

В 2020 году Группа достигла нового пикового объема добычи нефти, 918 тыс. тонн (2019 год: 900 тыс. тонн), перевыполнив плановый объем добычи и реализации нефти на 2%.

В отчетном году было выполнено бурение 23 эксплуатационных скважин, почти вдвое больше, чем в 2019 году.

В 2020 году Группа завершила Программу модернизации производственных объектов, которая включала в себя 2 этапа:

- **2019 год:** Модернизация 3-х пунктов сбора нефти («ПСН») и блочно-кустовой насосной станции («БКНС 1») на западном своде. На ПСН 1 и ПСН 2 внедрена комплексная автоматизация технологического процесса на базе системы «SCADA». На ПСН 3 были проведены работы по комплексной автоматизации технологической площадки. На БКНС 1 была полностью модернизирована система поддержания пластового давления, введены в эксплуатацию новые водораспределительные пункты;
- **2020 год:** Модернизация пункта подготовки нефти («ППН»), пункта сдачи товарной нефти («ПСТН») и блочно-кустовой насосной станции («БКНС 2») на восточном своде. В ППН были проведены работы по модернизации и автоматизации технологической площадки для оптимизации работы и увеличения производительности

аппаратов подготовки нефти. В ПСТН внедрена система резервуарного учета «Tank Master», система автоматического пенопожаротушения, внедрена комплексная автоматизация технологического процесса на базе системы «SCADA». На БКНС 2 были проведены работы по модернизации, аналогичные работам, ранее проведенным на БКНС 1.

Таким образом общая пропускная способность увеличилась до 3,800 тыс. куб. м (до модернизации: 1,500 тыс. куб. м) в год.

С 2019 года Группа продолжает внедрение «Smart Field», которая подразумевает полную автоматизацию технологических процессов и интеграцию всех систем в единую промышленную базу данных, которая предоставляет возможность удаленного мониторинга и управления всеми производственными объектами.

Для осуществления проекта модернизации производственных объектов суммарно за два года Группа направила 4,607,649 тыс. тенге.

В 2020 году автоматизирована работа 43 скважин УЭЦН с возможностью управления всеми параметрами скважин, а также управления Центра стратегического анализа и управления месторождением.

В 2020 году объем переработки нефти составил 272 тыс. тонн (2019 год: 121 тыс. тонн).



ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Анализ основных рынков

Макроэкономический анализ

Несмотря на постепенное увеличение спроса на альтернативные источники энергии прогнозируется, что нефть еще достаточно долгое время продолжит оставаться наиболее важным источником энергии в мире. В 2020 году на ее долю приходилось 26% мирового энергопотребления (2019 г.: 28%). Она обладает высокой энергоемкостью и удобна для транспортировки, что делает ее трудно заменимым энергетическим ресурсом.

Мировая пандемия COVID-19 в 2020 году привела к беспрецедентному экономическому спаду. Мировой ВВП снизился на более чем 3.5% в сравнении с 2019 годом, продемонстрировав наибольшее снижение в ВВП в мирное время со времен Великой Депрессии.

В 2020 году мировое потребление первичных энергоресурсов упало на 4.5% – рекордное снижение с 1945 года. Уменьшение было обусловлено, в основном, снижением в потреблении нефти, на которую пришлось ¾ от общемирового снижения в потреблении первичных энергоресурсов. Уменьшение в потреблении нефти составило 9.5% – наибольшее уменьшение в истории.

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

Мировая добыча нефти в 2020 году снизилась на 7.1%, из которых 2/3 снижения пришлось на страны ОПЕК.

Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов в мире в 2020 году снизилась на 9%. Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в 2020 году составила 400 тыс. баррелей в сутки, без изменения в сравнении с 2019 годом.

Мировая добыча нефти¹

млн. тонн	2019	2020	Темп роста, %	Доля 2020, %
США	746,7	712,7	-4,6%	17,1%
Канада	274,9	252,2	-8,2%	6,1%
Мексика	94,9	95,1	0,1%	2,3%
Итого Северная Америка	1 116,5	1 060,0	-5,1%	25,4%
Бразилия	150,8	159,2	5,6%	3,8%
Венесуэла	46,6	27,4	-41,3%	0,7%
Колумбия	46,7	41,3	-11,6%	1,0%
Эквадор	28,5	25,8	-9,5%	0,6%
Аргентина	28,8	27,6	-4,1%	0,7%
Прочие	15,6	19,0	21,7%	0,5%
Итого Южн. и Центр. Америка	317,0	300,3	-5,3%	7,2%
Норвегия	78,4	92,0	17,4%	2,2%
Великобритания	51,8	48,1	-7,1%	1,2%
Прочая Европа	27,6	27,0	-2,4%	0,6%
Итого Европа	157,8	167,1	5,9%	4,0%
Российская Федерация	568,1	524,4	-7,7%	12,6%
Казахстан	91,4	86,1	-5,8%	2,1%
Азербайджан	38,1	35,1	-7,9%	0,8%
Прочие	17,3	14,5	-16,2%	0,3%
Итого СНГ	714,9	660,1	-7,7%	15,8%
Саудовская Аравия	556,6	519,6	-6,6%	12,5%
Ирак	234,2	202,0	-13,7%	4,9%
Иран	160,8	142,7	-11,3%	3,4%
ОАЭ	180,2	165,6	-8,1%	4,0%
Кувейт	144,0	130,1	-9,6%	3,1%
Катар	78,5	75,9	-3,4%	1,8%
Оман	47,3	46,1	-2,6%	1,1%
Прочие	15,7	15,2	-3,0%	0,4%
Итого Ближний Восток	1 417,4	1 297,3	-8,5%	31,1%
Нигерия	101,4	86,9	-14,4%	2,1%
Ангола	69,1	64,5	-6,6%	1,5%
Алжир	64,3	57,6	-10,4%	1,4%
Либия	57,8	18,3	-68,3%	0,4%
Египет	33,6	30,0	-10,6%	0,7%
Прочие	73,0	70,0	-4,0%	1,7%
Итого Африка	399,1	327,3	-18,0%	7,9%
Китай	191,0	194,8	2,0%	4,7%
Индия	37,5	35,1	-6,2%	0,8%
Индонезия	38,2	36,4	-4,7%	0,9%
Малазия	29,8	27,2	-8,7%	0,7%
Прочие	65,3	59,6	-8,8%	1,4%
Итого Азиатско-тихоокеанский регион	361,8	353,1	-2,4%	8,5%
Итого Мир	4 484,5	4 165,1	-7,1%	100,0%

Казахстан продолжает занимать 12 место в мире по запасам нефти и 13 место по добыче нефти. Среди стран СНГ государство является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь Российской Федерации. По состоянию на 31 декабря 2020 года общий объем доказанных запасов страны составил 3.9 тыс. млн тонн, что составляет 1.6% мировых запасов нефти. Около 70% ресурсов сосредоточено в западных областях страны. На территории Казахстана расположено порядка 200 месторождений нефти и газа.

В 2020 году добыча нефти в Казахстане составила 86.1 млн тонн, снизившись на 5.8%. Порядка 60% добычи нефти страны приходится на три наиболее крупных месторождения: Кашаган, Тенгиз и Карачаганак. Снижение в объеме добычи нефти в 2020 году по сравнению с 2019 годом обусловлено эффектами мировой пандемии и исполнением Республикой Казахстан своих обязательств совместно с ОПЕК в рамках соглашения по коллективному сокращению добычи нефти.

¹ Источник: Статистический обзор ВР 2020 г.

Мировые доказанные запасы нефти

тыс. млн тн	На конец 2019 г.	На конец 2020 г.	Доля, %
Канада	27,3	27,1	11,1%
США	8,2	8,2	3,4%
Мексика	0,8	0,9	0,4%
Итого Северная Америка	36,3	36,1	14,8%
Венесуэла	48,0	48,0	19,7%
Бразилия	1,8	1,7	0,7%
Прочие	1,0	1,1	0,4%
Итого Южн. и Центр. Америка	50,9	50,8	20,8%
Норвегия	1,1	1,0	0,4%
Великобритания	0,4	0,3	0,1%
Прочая Европа	0,5	0,4	0,1%
Итого Европа	1,9	1,7	0,7%
Российская Федерация	14,7	14,8	6,0%
Казахстан	3,9	3,9	1,6%
Азербайджан	1,0	1,0	0,4%
Прочие	0,2	0,2	0,1%
Итого СНГ	19,8	19,9	8,1%
Саудовская Аравия	40,9	40,9	16,7%
Иран	21,4	21,7	8,9%
Ирак	19,6	19,6	8,0%
Кувейт	14,0	14,0	5,7%
ОАЭ	13,0	13,0	5,3%
Катар	2,6	2,6	1,1%
Прочие	1,5	1,5	0,6%
Итого Ближний Восток	112,9	113,2	46,3%
Либия	6,3	6,3	2,6%
Нигерия	5,0	5,0	2,0%
Алжир	1,5	1,5	0,6%
Прочие	3,8	3,7	1,5%
Итого Африка	16,6	16,5	6,8%
Китай	3,6	3,5	1,4%
Индия	0,6	0,6	0,2%
Прочие	1,9	2,0	0,8%
Итого Азиатско-тихоокеанский регио	6,1	6,1	2,5%
Итого Мир	244,5	244,4	100,0%

Природный газ

Потребление природного газа в 2020 году снизилось на 2.3% или 81 млрд. куб. м. Несмотря на это доля газа в первичных энергоресурсах в 2020 году достигла рекордных 24.7% (2019 год: 24.2%). 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). Увеличение потребления природного газа было в значительной степени обусловлено осуществлением экологических политик и программ по переходу к использованию газа вместо угля для улучшения качества местного воздуха, в частности, в КНР.

Глобальная добыча природного газа снизилась на 3.3% или 123 млрд. куб. м, из которых 41 млрд. куб. м пришлось на Российскую Федерацию, 17 млрд. куб. м - на Китай и 15 млрд. куб. м - на США.

Объем добычи природного газа в Казахстане в 2020 году снизился на 7% и составил 31.7 млрд. куб. м. Доля страны в мировой добыче газа составила 0.8% (2019 год: 0.6%).

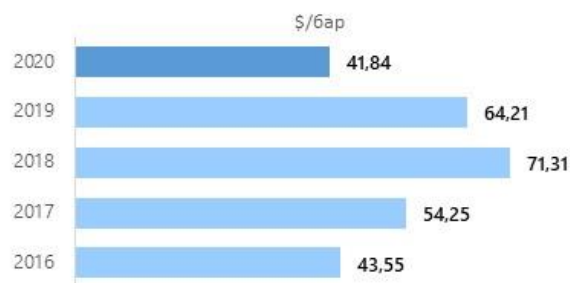
Цена на нефть

В 2020 году средняя цена на нефть марки Brent составила 41.84 доллара за баррель (2019 год: 64.21 доллара 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, 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.



Основные экономические показатели Казахстана

За период с 2013 года по 2019 год объем ВВП Казахстана в тенговом выражении вырос с 36 трлн. тг до 69,5 трлн. тг, при этом в долларовом выражении наблюдалась отрицательная динамика роста, из-за резкого изменения обменного курса тенге по отношению к основным мировым валютам в 2016 и 2018 годах (в частности, курс тенге снизился со 151,13 тенге за 1 доллар США в 2013 году до 382,75 – в 2019 году).

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 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.

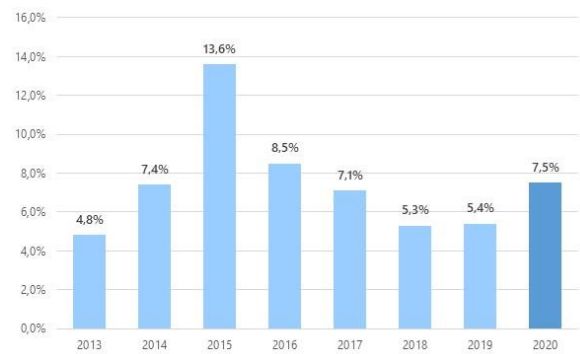
Структура ВВП за рассматриваемый период не претерпела каких-либо существенных изменений и, как показывают результаты за 2020 г., ключевыми отраслями экономики страны по-прежнему являются промышленность (27% от ВВП, из которых 12,5% приходится на горнодобывающую отрасль, главным образом представленную добычей сырой нефти и газа) и торговля (17% ВВП), которые совместно составляют порядка 44% в структуре ВВП.



Инфляция

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%².

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 2020 году, на фоне экономического спада, налоговые поступления в государственный бюджет снизились на 2,4 трлн тг. (~3,5% от ВВП). В свою очередь, поддержка экономики привела к росту затрат государственного бюджета примерно на 25%, как следствие дефицит государственного бюджета резко вырос до 3,5% от ВВП и повлек за собой рост гос. долга до 29% от ВВП (<24% от ВВП в 2019г.) Несмотря на кризис, в 2020 году произошел значительный рост номинальных заработных плат, что, в основном, связано с повышением оплаты труда бюджетников, зарплаты которых выросли за год почти на 15%. Масштабные вливания смягчили негативное влияние санитарных ограничений, но привели к росту цен на потребительские товары и услуги, а также, к увеличению стоимости жилья.

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, краткосрочный РДЭ в иностранной и национальной валюте – на уровне «F2» (по состоянию на 06.03.2021 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 06.03.2021 г.);
- **Moody's:** рейтинг эмитента ВааЗ в иностранной и национальных валютах (по состоянию на 17.02.2021 г.). Прогноз по банковской системе Казахстана «позитивный».

² Источник: Комитет по статистике МНЭ РК.

Торговый баланс

Внешний товарооборот Казахстана в 2020 году составил 85 млрд долл. США — на 11,5% меньше по сравнению с 2019 годом.

Экспорт товаров из Казахстана за этот период составил 46,9 млрд долл. США, минус 18,7% за год. Объем импорта сократился лишь на 0,7%, до 38,1 млрд долл. США. В 2020 году сокращение товарооборота было ожидаемым, обусловленным влиянием пандемии с введением соответствующих карантинных ограничений, вплоть до закрытия границ.

Экспорт услуг в 2020 году составил 5,2 млрд долл. США — почти на треть меньше, чем в 2019 году. При этом объем экспорта услуг в 2020 году по сравнению с 2019 годом уменьшился на 15,9%; годом ранее прирост к уровню 2019 года составлял 26%.

В структуре экспорта товаров за 2020 год почти две трети объема приходится на минеральные продукты: 30,9 млрд долл. США. Из них топливно-энергетические товары обеспечили 27,3 млрд долл. США. Существенные объемы приходятся также на металлы и изделия из них (7,6 млрд долл. США) и продукты животного и растительного происхождения, а также готовые продовольственные товары (3,3 млрд долл. США).

Иностранные инвестиции

В первом полугодии 2020 года глобальные потоки прямых иностранных инвестиций (ПИИ) сократились на 49% по сравнению с первой половиной 2019 года из-за экономических последствий пандемии COVID-19. Негативные последствия кризиса не обошли стороной и Казахстан. Валовой приток прямых иностранных инвестиций в РК в 2020 году уменьшился на 32,2% за год и составил 12,6 млрд долл. США. Спад главным образом связан с сокращением притока ПИИ в горнодобывающий сектор экономики, который формирует основную долю притока внешних инвестиций. В этой отрасли приток ПИИ уменьшился на 42,1%, или 4,5 млрд долл. США.

В 2020 году были введены в эксплуатацию 25 крупных инвестиционных объектов на общую сумму 1,3 млрд долл. США с созданием более чем 3 800 рабочих мест.

Прогноз на 2021 год

Предполагается, что в 2021 году экономика вырастет на 2,5% в результате улучшения перспектив мировой экономики, увеличения спроса на экспорт, возобновления внутренней экономической активности и увеличения располагаемого дохода. Успешное проведение вакцинации от COVID-19 еще больше укрепит настроения рынка и экономическую активность в следующем году и поддержит более высокие темпы роста далее – в 2022 году.

Тем не менее, присутствуют существенные риски из-за неравномерного восстановления экономики в разных странах вследствие продолжительной пандемии и высоких рисков задолженности на мировом финансовом рынке. Хотя мировые цены на нефть начали восстанавливаться, обильные запасы нефти на мировых рынках и обязательства ОПЕК+ по сокращению добычи могут ограничить экспортные доходы Казахстана от нефти. Кроме того, внутренний финансовый сектор тоже подвержен высоким рискам, связанным с растущим объемом неработающих кредитов, в случае свертывания мер поддержки³.

Согласно прогнозам Всемирного Банка (World Bank), стоимость барреля нефти (смесь основных сортов) в 2021 году составит порядка \$44 долларов за баррель, в среднем, за год. МВФ чуть более оптимистичен в своем прогнозе на нефть и прогнозирует среднегодовое значение на уровне \$46.7 за баррель. Консенсус прогноз Блумберга по стоимости нефти марки Brent равен \$53 доллара за баррель, в среднем, за год. В 1 полугодии 2021 г. стоимость энергоносителей на уровне около 60 долларов, в целом, определяется позитивными настроениями и перспективами выхода глобальной экономики из кризиса в 2021 г. после начала вакцинации от коронавируса.

³ Источник: Всемирный Банк, Доклад об экономике Казахстана, декабрь 2020 г.

Государственное регулирование отрасли

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

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

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

Казахстанская практика налогообложения компаний нефтедобывающего сектора предусматривает следующие платежи недропользователей:

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

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

Если нефть реализуется на экспорт, компаниям-экспортерам необходимо оплатить таможенную пошлину на экспорт и рентный налог.

Конкурентная среда

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

Транспортировка сырой нефти Группы осуществляется по системе магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл», все экспортные поставки осуществляются через российскую систему магистрального нефтепровода компании ОАО «Транснефть». Экспортные поставки в отчетном году осуществлялись в направлении портов Новороссийск и Усть-Луга и составили 645,539 тонн (2019 год: 622,947 тонн). Общий объем экспортной продукции в сравнении 2019 годом увеличился на 4%.

Согласно контракту на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года, Компания обязуется поставлять не менее 20% нефти от добычи на внутренний рынок. В 2020 году поставки на внутренний рынок составили 30% (2019 год: 31%) от общих реализованных объемов.

Направления отгрузок

<i>тыс. тн</i>	2019	2020
<i>Порт Новороссийск</i>	489	517
<i>Порт Усть-Луга</i>	134	129
<i>Атырауский НПЗ</i>	278	272
	900	917

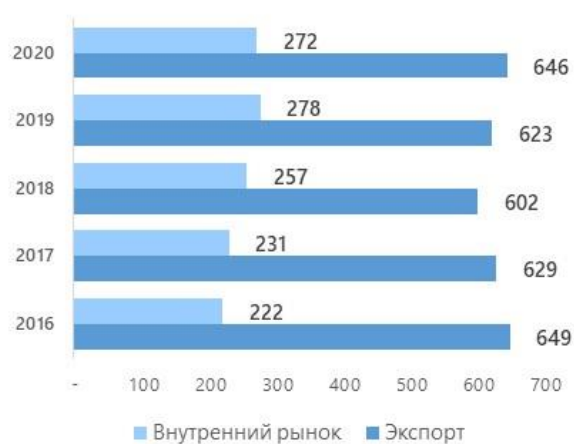
Доля рынка, маркетинг и продажи

Рынки сбыта нефти и ценообразование

Группа осуществляет экспортные продажи нефти через компанию Vitol Central Asia S.A.

В июне 2019 года Компания создала 100% дочернее предприятие ТОО «Каспий нефть трейдинг», через которое с августа 2019 года и в течение 2020 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».

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».

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

\$ США / баррель	2016	2017	2018	2019	2020
Мировая цена на Brent	64,2	71,3	54,3	43,5	41,8
Реализованный дисконт	(3,1)	(5,2)	(0,6)	(4,2)	(4,6)
Цена	61,1	66,1	53,7	39,3	37,2
Транспортные и маркетинговые расходы	(12,8)	(13,8)	(11,9)	(9,7)	(9,1)
Нетбэк – экспорт	48,3	52,3	41,8	29,6	28,1

\$ США / баррель	2016	2017	2018	2019	2020
Цена – Внутренний рынок	20,5	19,6	13,9	10,9	11,3
Транспортные и маркетинговые расходы	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Нетбэк – внутренний рынок	20,3	19,4	13,7	10,7	11,1

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"> 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

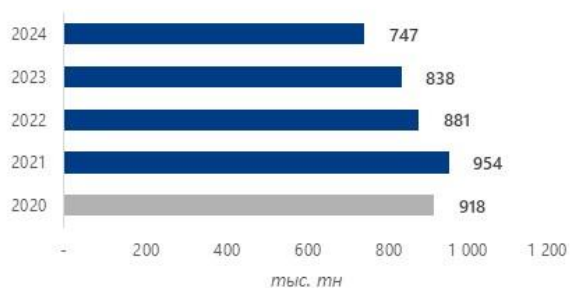
Максимизация доходности является основной операционной целью деятельности Группы, достижение которой планируется обеспечить путем синергии трех основных составляющих. В соответствии с этим Группа определила следующие приоритетные операционные цели:

- 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 объемов добычи на 2020 - 2024 гг.



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

Оптимизация затрат

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

Группа обновила 5-ти летний план с учетом изменения рыночных условий по годам, в том числе цен на нефть (до 60-65 долларов США за баррель), возможных колебаний обменного курса тенге к доллару США (от 390 до 445 тенге за доллар США), и обновления планируемого объема добычи и реализации нефти. Плановые затраты на добычу и прочие производственные расходы прогнозируются на относительно неизменном уровне и составят порядка 20-22 млрд тенге ежегодно. Основное увеличение в общих затратах приходится на расходы по реализации.

Это обусловлено тем, что расходы по реализации включает в себя расходы по рентному налогу и экспортной таможенной пошлине, которые совместно составляют до 77% доли в общих расходах по реализации и зависят от цены на нефть и объема экспорта.

Ожидается, что плановая EBITDA маржа составит порядка 50%-55% ежегодно. Данный уровень EBITDA в течение 2021-2023 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 за счет повышения эффективности, улучшения мониторинга и автоматизации процессов в результате модернизации производственных объектов, проведенной в 2019 и 2020 годах, и завершения проекта интеллектуального месторождения («Smart Field»).

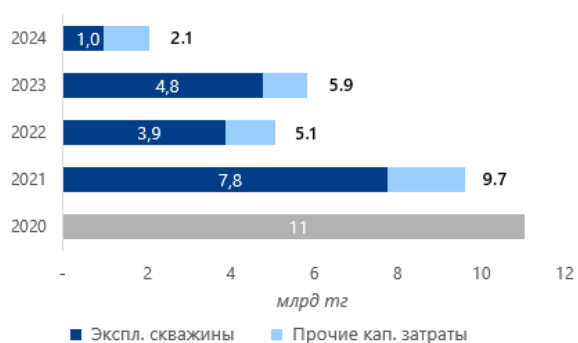
При этом существенное влияние на планы Группы могут оказать темпы восстановления как мировой экономики, так и экономики Казахстана после начала вакцинации от коронавируса, а также возможные будущие обязательства Казахстана по сокращению добычи нефти в рамках соглашений ОПЕК+.

Инвестиционная деятельность

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

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

Прогноз капитальных затрат на период 2021 – 2024 гг.



Ключевые показатели деятельности (KPI)

Производственные показатели

тыс. тн	2019	2020	Изм.
Добыча нефти	900	918	2%
Переработка	121	272	125%
Реализация:	900	917	2%
Экспорт	623	646	4%
Казахстан	278	272	-2%

В отчетном году объем добычи нефти увеличился на 2% в ответ на ввод новых эксплуатационных скважин. Группа превысила плановый объем добычи (902 тыс. тн) на 2%.

В июле 2019 г. Группа начала переработку собственной нефти на АНПЗ для дальнейшей продажи нефтепродуктов. Таким образом 121 тыс. т. представляет собой объем переработки за пять месяцев 2019 года (с июля по декабрь).

В 2020 году объем реализации нефти увеличился на 2%, в основном, за счет увеличения экспортных отгрузок в порт Новороссийск (+6%).

Финансовые показатели⁵

В 2020 году уменьшение валовой прибыли на 33% произошло в результате:

- **Выручка:** уменьшение на 21% в ответ на снижение в экспортной цене реализации на 7% при относительно неизменном объеме общей отгрузки. При этом среднегодовая цена на нефть марки Brent в 2020 году снизилась на 54% и составила 41.8 \$/бар. как результат воздействия пандемии COVID-19;

тыс. тг.	2019	2020	Изм.
Валовая прибыль	103 293 867	69 220 845	-33%
ЕБИТДА	66 261 761	48 443 157	-27%
Прибыль до налогообложения	64 688 695	42 428 777	-34%
Чистая прибыль	42 010 973	28 560 025	-32%
Маржа валовой прибыли	82%	69%	-15%
ЕБИТДА маржа	52%	49%	-7%
Маржа чистой прибыли	33%	29%	-14%

⁵ Анализ финансовых результатов основан на консолидированной финансовой отчетности Группы,

- **Себестоимость:** увеличение на 30% произошло, в основном, в результате роста затрат по услугам переработки нефти на АНПЗ (переработка производилась в течение всего 2020 года в сравнении с пятью месяцами в 2019 году) в размере 6 740 703 тыс. тенге (+149%) и увеличения расходов по прочим налогам на 1 117 314 тыс. тенге (+121%). При этом расходы по НДС уменьшились на 2 528 762 тыс. тенге (-26%) в ответ на снижение в цене реализации при относительно неизменном объеме добычи нефти.

В 2020 году уменьшение в ЕБИТДА на 27% до 48 443 157 тыс. тенге произошло в ответ на снижение валовой прибыли, которое было частично компенсировано снижением в расходах по реализации на 38% в ответ на уменьшение в расходах по экспортной таможенной пошлине и рентному налогу на 5 344 609 тыс. тенге (-37%) и 10 728 770 тыс. тенге (-65%), соответственно, как результат снижения в цене реализации нефти при увеличении объема экспорта на 4%; а также уменьшением в административных расходах на 26%.

Уменьшение в административных расходах на 731 749 тыс. тенге произошло в результате отражения в 2019 году расходов по НИОКР на сумму 753 648 тыс. тенге, которые отсутствовали в 2020 году. Расходы по заработной плате и соответствующим налогам остаются наиболее существенной составляющей административных расходов (70% от общей суммы).

подготовленной в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

тыс. тг.	31 декабря 2019 г.	31 декабря 2020 г.	Изм.
Текущие активы:			
Товарно-материальные запасы	1 915 470	1 331 517	-30%
Торговая дебиторская задолженность	10 210 354	9 230 948	-10%
Займы выданные	-	77 534 423	100%
Прочие текущие активы	4 654 795	5 370 417	15%
Денежные средства и их эквиваленты	15 994 807	7 796 035	-51%
ИТОГО	32 775 426	101 263 340	209%
Текущие обязательства:			
Торговая кредиторская задолженность	2 908 144	3 273 670	13%
Банковские займы	21 719 848	23 821 379	10%
Налог на прибыль к уплате	10 147 193	5 456 692	-46%
Прочие налоги к уплате	3 863 777	2 754 143	-29%
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	2 538 873	1 465 899	-42%
ИТОГО	41 177 835	36 771 783	-11%
РАБОЧИЙ КАПИТАЛ	(8 402 409)	64 491 557	868%
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	31 970 973	60 530 998	89%

Рабочий капитал

Увеличение рабочего капитала произошло, в основном, в результате реклассификации займов выданных, которые в прошлом году являлись частью долгосрочных активов. Реклассификация была обусловлена ожиданиями по погашению имеющегося долга в сентябре 2021 года. Также на увеличение повлияло снижение в краткосрочных обязательствах, в основном из-за уменьшения в задолженности по налогу на прибыль и НДС в след за уменьшением начисленных расходов по налогам (уменьшение налогооблагаемой базы в ответ на снижение в рыночной цене на нефть).

Эффективная ставка налога на прибыль существенно не изменилась и составила 33% (2019 год: 35%).

Чистые активы

По состоянию на 31 декабря 2020 года чистые активы Группы увеличились на 28 560 025 тыс. тенге (+89%) в сравнении с балансом на 31 декабря 2020 года, в основном, в результате:

- Увеличения балансовой стоимости основных средств на 6 027 909 тыс. тенге в ответ на ввод новых эксплуатационных скважин и завершения программы модернизации добывающих активов;
- Уменьшения долгосрочной части банковских займов на 17 206 919 тыс. тенге в ответ на погашение задолженности в рамках долгосрочной кредитной линии, полученной Группой в 2018 году. Кредитная линия подлежит погашению в рассрочку до 22 сентября 2023 года.

01 0 1

00 011

0101

1 1

01 0 1

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. 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 технике безопасности; • внедряются новые технологии и средства механизации труда, проводятся мероприятия по повышению промышленной безопасности производственных объектов.

Риск неблагоприятного колебания цен на нефть	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>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.</p>	<p>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.</p>
Запасы нефти	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>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.</p>	<p>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.</p>
Риск несоблюдения условий Контракта на недропользование и налогового законодательства	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>В Республике Казахстан все природные ресурсы принадлежат государству, и права на недропользование должны обновляться. Законодательные акты, в том числе закон о недропользовании и налоговый кодекс, действуют относительно недавно, и это может приводить к их изменениям и неопределенности толкования, применения и исполнения. Неисполнение положений законодательства может привести к санкциям со стороны уполномоченных органов, штрафам, судебным разбирательствам. Группе также могут быть вменены значительные суммы налогов, или же, суммы налогов, подлежащие возмещению, могут быть не выплачены, как ожидалось. Правительство имеет право приостановить или отменить Контракт на недропользование, если Группа существенно нарушит свои обязательства по Контракту на недропользование.</p>	<p>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.</p>

Кредитный риск и его концентрация	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>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>	<p>Группа отслеживает уровень задолженности покупателей в соответствии с действующими контрактами на сбыт продукции, не допуская нарушений платежной дисциплины.</p> <p>Группа проводит регулярный мониторинг рыночных цен сравнивая их, в том числе с ценами информационного агентства «Argus Media». Группа также проводит регулярные обзоры рынка с целью идентификации новых покупателей.</p>
Риск негативного воздействия на экологию	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Деятельность Группы связана с использованием токсичных веществ, а добываемые нефть и газ, сами по себе, могут нанести существенный урон окружающей среде и здоровью. Группа руководствуется законодательством и нормативами по охране окружающей среды, которые постоянно обновляются, включая законодательство о решении проблем изменения климата. Неисполнение действующего законодательства может привести к приостановке действия лицензий на ведение деятельности, наложению штрафных санкций или значительных затрат на соблюдение требованиям закона, и отразиться на репутации компании.</p>	<p>Группа соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда, осуществляет мониторинг изменений законодательства в сфере экологии и принимает участие в разработке нового экологического законодательства. В соответствии с требованиями законодательства, Группой разработаны Программа управления отходами, Программа нормативов размещения отходов, Программа производственного экологического контроля окружающей среды, а также План мероприятий по охране окружающей среды.</p>
Риск ликвидности	
Возможные последствия	Принимаемые меры
<p>Риск ликвидности – это риск того, что Группа не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты.</p>	<p>Позиция ликвидности Группы тщательно контролируется и управляется для недопущения возникновения дефицита. Наряду с мероприятиями по управлению долговой нагрузкой, Группа уделяет значительное внимание повышению эффективности операционной деятельности и планированию и приоритизации капитальных затрат. Группа использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств, для обеспечения наличия денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.</p>

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

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



Социальная ответственность и защита окружающей среды

Система организации труда работников Группы

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

Основными целями и задачами политики являются:

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

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

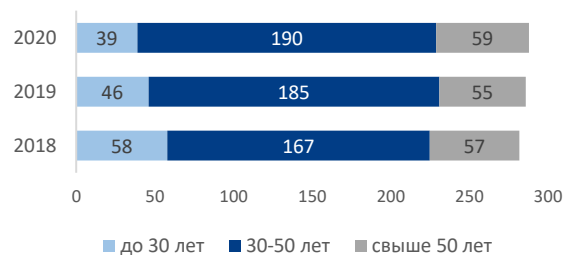
Занятость

Общее среднегодовое количество персонала сохраняется на уровне 282-288 человек с 2018 г. по 2020 г.

В течение последних трех лет доля производственного персонала Группы в общем количестве сотрудников оставалась на неизменном уровне и составляла 79%-80%.

Доля персонала в категории возрастной группы от 30-50 лет варьируется в диапазоне от 59%-66% в течение 2018-2020 гг.

Количество сотрудников по возрастным группам, чел

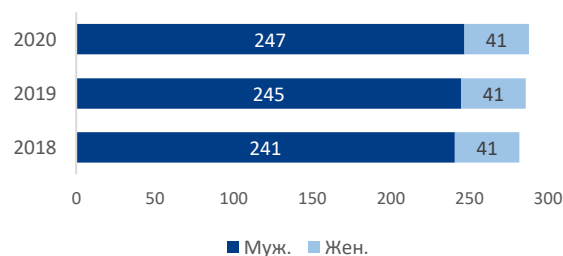


Процентное соотношение сотрудников, принятых на работу в 2020 г., составило 5.5%, в основном, в категории 30-50 лет.

Количество женщин в общей численности персонала составляет порядка 14%. Количество женщин в составе Совета директоров составляет 67%.

На протяжении последних 3-х лет коэффициент текучести кадров удерживается на низком уровне и не превышает 9%. По итогам 2020 года коэффициент текучести снизился и составил 5.5% в том числе в результате снижения перемещений персонала из-за пандемии COVID-19.

Гендерный состав, чел



Обучение и развитие персонала

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

Обучение и повышение квалификации сотрудников ведутся в следующих формах:

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

Согласно «Контракту на проведение добычи углеводородного сырья» ежегодно в период добычи не менее 1% от общего объема инвестиций на добычу в отчетном году Группа обязана финансировать на обучение, повышение квалификации и переподготовку кадров, являющихся гражданами РК. На протяжении последних трех лет Группа направляет порядка 100 млн тенге на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников.

Новые технологии также предполагают непрерывное повышение квалификации сотрудников. В рамках осуществления проекта «Smart Field» в течение 2020 года обучение прошли порядка 100 человек (около 40% производственного персонала).

В 2020 году среднее количество часов обучения на одного работника составило 16 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, заключенным 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, в особенности, в течение усиления карантинных мер в период пандемии COVID-19.

Для целей недопущения распространения коронавирусной инфекции Группа разработала, утвердила и осуществляет на постоянной основе «Мероприятия по недопущению распространения и выявлению коронавирусной инфекции» которые включают в себя:

- План мероприятий по усилению санитарно-гигиенических мер на месторождении «Айранколь» и в офисе в г. Атырау;
- План мероприятий по выявлению коронавирусной инфекции на месторождении «Айранколь».

В течение объявленного Правительством Республики Казахстан карантина Группа следовала всем указанным ограничениям и медицинским рекомендациям. Реализованы планы по обеспечению дистанционной формы работы для части административно-управленческого персонала. Усилены санитарные меры и правила гигиены, проводится вакцинация 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 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 внештатных ситуаций на производственных объектах.

В течение 2020 и 2019 годов в Группе отсутствовали несчастные случаи.

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.

Группа гордится достижениями своих сотрудников. Так, в 2020 году почетными грамотами Министерства энергетики РК были награждены 3 производственных сотрудника, 2 сотрудника (водитель АЦН и оператор по добыче газа и нефти) получили Медаль «Мұнай – газ кешенін дамытуға қосқан үлесі үшін» (за вклад в развитие нефтегазовой отрасли).

Экология и природоохранная политика

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

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

Согласно требованиям Экологического Кодекса РК в Компании разработаны:

- Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения «Айранколь»;
- Программа управления отходами;
- Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны;
- Программа производственного экологического контроля окружающей среды;
- План мероприятий по охране окружающей среды.

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

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.

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
Объем вредных выбросов в атмосферу	тн	1,012.3	1,007.4
Объем вредных выбросов в атмосферу – установленный лимит	тн	1,099.5	1,061.8
Вывоз и утилизация нефтяного шлама	тн	800	750
Расход пресной воды для подготовки нефти	тыс. м ³	22.6	20.1
Энергопотребление	тыс. кВт	25,319	28,790
Расходы по утилизации отходов	тыс. тг	17,574	20,364

Действия Группы, в основном, сконцентрированы на недопущении и (или) снижении риска возникновения аварийной ситуации на месторождении. В дополнение в 2020 году 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 не НГС, утечка жидкости с резервуара, открытое фонтанирование на устье скважины, пожар и прочие.

В отчетном периоде большая часть линий добывающих скважин была заменена на стеклопластиковые трубы с более высокой степенью защиты от протечек нефти.

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.



Корпоративное управление

Система корпоративного управления

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

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

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

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 директоров⁶

<i>Утегалиев Сисенгали</i> <i>Председатель Совета директоров</i> <i>Год рождения: 1950 г.</i>	Член Совета директоров с августа 2018 года.
<i>Не имеет акций Группы</i>	
<i>Кишкимбаева Сауле Бахткиреевна</i> <i>Член Совета директоров</i> <i>Год рождения: 1968 г.</i>	Член Совета директоров с августа 2018 года.
<i>Не имеет акций Группы</i>	
<i>Найзабекова Светлана Мырзахановна</i> <i>Член Совета директоров</i> <i>Независимый директор</i> <i>Год рождения: 1967 г.</i>	Член Совета директоров с августа 2018 года.
<i>Не имеет акций Группы</i>	

⁶ по состоянию на 31 декабря 2020 г.

Вознаграждение Совета директоров за 2020 год составило 49,527 тыс. тенге (2019 год: 32,703 тыс. тенге).

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.

10 июля 2018 года на пост Генерального директора АО «Каспий нефть» назначен г-н **Елеусинов Каирбек Сагинбаевич**, который имеет обширный опыт работы в нефтепользовании, и, в частности, в нефтедобыче. Последнее занимаемые должности:

- директор ПФ «Озенмунайгаз» АО «РД Казмунайгаз»,
- первый вице-президент АО «Каражанбасмунай»,
- заместитель генерального директора по производству АО «РД Казмунайгаз».

Генеральный директор **не владеет акциями** Группы.

В 2020 году **вознаграждение исполнительного органа** составило 106,596 тыс. тенге (2019 год: 98,104 тыс. тенге).

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 2020 и 2019 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 2020 и 2019 гг. операций с акционерным капиталом не было.

По состоянию на 31 декабря 2020 г. и на 31 декабря 2019 г. акционерный капитал Группы составил 100,000 тыс. тенге (100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. 100% доля владения Группой принадлежала АО «Joint Resources», зарегистрированной в Республике Казахстан.

На 31 декабря 2019 года 100% акций Группы принадлежало Precious Oil Products B.V., Нидерланды. Конечным бенефициаром Группы является г-н Т. А. Кулибаев.



Информация о дивидендах

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

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 18,682,897 тыс. тенге и выплатила дивиденды в сумме 18,637,762 тыс. тенге, что эквивалентно 48,361,119 долларов США.

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.

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

Расчет базовой прибыли на одну акцию

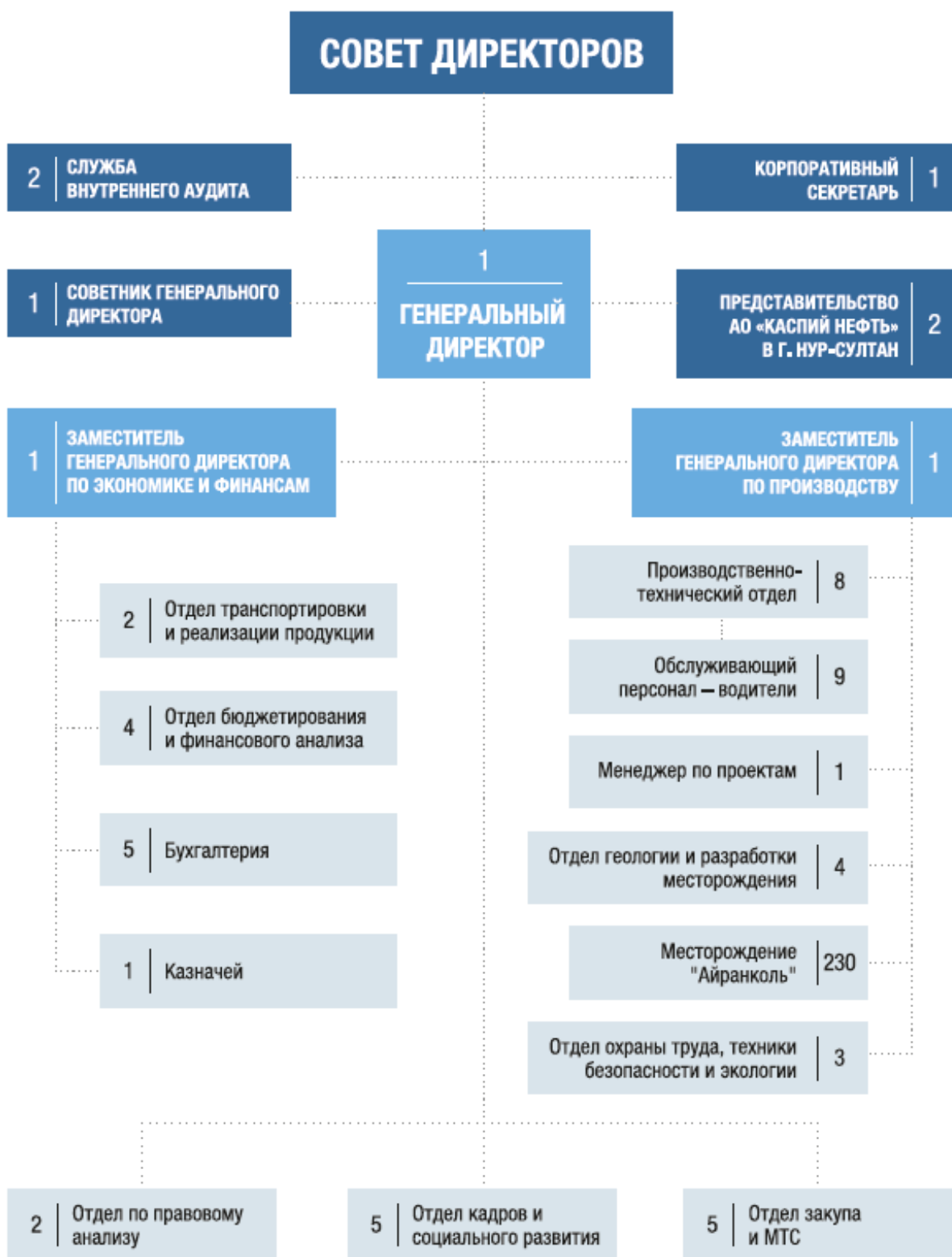
тыс. тг.	2019	2020
Чистая прибыль за год	42,010,973	28,560,025
Средневзвешенное количество простых акций в обращении	100,000	100,000
Базовая и разводненная прибыль на акцию, тыс. тенге на акцию	420	286

Расчет балансовой стоимости одной акции

тыс. тг.	2019	2020
Итого активов	133,484,024	141,312,138
Минус: нематериальные активы	(190,521)	(171,179)
Минус: итого обязательств	(101,513,051)	(80,781,140)
Чистые активы	31,780,452	60,530,998
Количество простых акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость на акцию, тыс. тенге	318	604



Структура управления



Взаимодействие с инвесторами

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

Информация о вознаграждениях

Компенсация членам Совета директоров за 2020 год составила 32,703 тыс. тенге (2019 год: 32,703 тыс. тенге).

В 2020 году вознаграждение исполнительного органа (Генерального директора) составило 106,596 тыс. тенге (2019 год: 98,104 тыс. тенге).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ответственность членом Совета директоров закреплена в Положении о Совете директоров.

Заседания Совета директоров проводятся на регулярной основе. В течение 2020 года было проведено 1 очное заседание (2019 год: 1) и принято 56 решения заочного голосования (2019: 72).

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 компании. 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.

ОБЩАЯ ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ

3 800 000
куб.м. в год

1 500 000
куб.м. в год

ДО МОДЕРНИЗАЦИИ

ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ



КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ



ЗАЯВЛЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2020 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 2020 года, а также финансовые результаты ее деятельности, движение денежных средств и изменения в собственном капитале за 2020 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

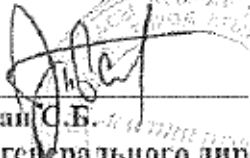
- оценку способности Группы продолжать деятельность в обозримом будущем.


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 2020 года, была утверждена руководством 5 ноября 2021 года.

От имени руководства Группы:


 Тыраев С.Б.
 И.о. генерального директора


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


 Атчибаева У.Е.
 И.о. главного бухгалтера

05 ноября 2021 г.
 г. Атырау, Республика Казахстан

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

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 2020 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 2020 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 2020 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся 31 декабря 2020 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 приходим 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.

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

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности 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 2020 года

тыс. тенге	Прим.	2020	2019
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	5	32,622,569	26,594,660
Нематериальные активы		171,179	190,521
Незавершенное строительство	6	2,108,181	3,681,404
Активы по отложенному налогу	15	574,077	1,278,773
Займы выданные	7	3,666,414	67,950,815
Прочие долгосрочные активы	8	393,680	601,115
Прочие долгосрочные финансовые активы	9	512,698	411,310
		40,048,798	100,708,598
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	10	1,331,517	1,915,470
Торговая дебиторская задолженность	11	9,230,948	10,210,354
Займы выданные	7	77,534,423	-
Прочие текущие активы	12	5,370,417	4,654,795
Денежные средства и их эквиваленты	13	7,796,035	15,994,807
		101,263,340	32,775,426
ИТОГО АКТИВЫ		141,312,138	133,484,024
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Собственный капитал			
Акционерный капитал	14	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль		60,430,998	31,870,973
		60,530,998	31,970,973
Долгосрочные обязательства			
Обязательство по отложенному налогу	15	1,938,514	1,213,115
Банковские займы	16	40,697,809	57,904,728
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	17	911,475	720,678
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	18	461,559	496,695
		44,009,357	60,335,216
Текущие обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	19	3,273,670	2,908,144
Банковские займы	16	23,821,379	21,719,848
Налог на прибыль к уплате	20	5,456,692	10,147,193
Прочие налоги к уплате	20	2,754,143	3,863,777
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	21	1,465,899	2,538,873
		36,771,783	41,177,835
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		80,781,140	101,513,051
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		141,312,138	133,484,024
Балансовая стоимость одной простой акции, тыс. тенге на акцию		604	318

От имени руководства Группы:

Тыран С.Б.

И.о. генерального директора

05 ноября 2021 г.

г. Атырау, Республика Казахстан

Ершибаев Р.У.

Заместитель генерального
директора по экономике и финансам

Атчибаева У.Е.

И.о. главного бухгалтера

Примечания на стр. 57-93 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2020 года

тыс. тенге	Прим.	2020	2019
Выручка	23	99,689,383	126,723,915
Себестоимость реализованной продукции	24	(30,468,538)	(23,430,048)
Валовая прибыль		69,220,845	103,293,867
Расходы по реализации	25	(24,236,274)	(39,393,295)
Общие и административные расходы	26	(2,123,116)	(2,854,865)
Финансовые доходы	27	9,576,584	9,052,280
Финансовые расходы	27	(4,964,479)	(5,911,172)
Прибыль /(убыток) от курсовой разницы, нетто	29	(4,784,488)	764,136
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	136,227	-
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	(396,522)	(54,357)
Прочие расходы, нетто		(24,236,274)	(207,899)
Прибыль до налогообложения		42,428,777	64,688,695
Расходы по налогу на прибыль	16	(13,868,752)	(22,677,722)
Прибыль и итого совокупный доход за год		28,560,025	42,010,973
Прибыль на акцию			
Базовая прибыль на одну простую акцию (в тыс. тенге за акцию)	15	286	420

От имени руководства Группы:


Тыран С.Б.

И.о. генерального директора

05 ноября 2021 г.

г. Атырау, Республика Казахстан


Ершинбаев Р.У.

Заместитель генерального
директора по экономике и финансам


Атчибаева У.Е.

И.о. главного бухгалтера

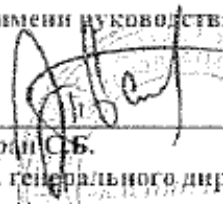
Примечания на стр. 57-93 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет об изменениях собственного капитала за год, закончившийся
31 декабря 2020 года

тыс. тенге

	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого
На 1 января 2019		100,000	8,542,897	8,642,897
Прибыль и итого совокупный доход за год		–	42,010,973	42,010,973
Дивиденды объявленные	14	–	(18,682,897)	(18,682,897)
На 31 декабря 2019		100,000	31,870,973	31,970,973
Прибыль и итого совокупный доход за год		–	28,560,025	28,650,025
На 31 декабря 2020		100,000	60,430,998	60,530,998

От имени руководства Группы:




Тыран С.Б.

И.о. генерального директора

05 ноября 2021 г.

г. Атырау, Республика Казахстан



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


Атymbaева У.Е.

И.о. главного бухгалтера



Примечания на стр. 57-93 являются неотъемлемой частью настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся
31 декабря 2020 года

тыс. тенге

Прим.

2020

2019

ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Средства, полученные от клиентов

105,017,978 126,965,960

Платежи поставщикам и работникам

(40,098,601) (21,364,747)

Денежные средства, полученные от операционной деятельности**64,919,377 105,601,213**

Проценты полученные

92,385 117,855

Налог на прибыль, уплаченный в бюджет

(17,112,886) (22,987,679)

Платежи за прочие налоги и таможенные пошлины

(15,659,041) (44,574,265)

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности**32,239,835 38,157,124****ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**Приобретение основных средств и платежи по незавершенному
строительству

(11,083,176) (6,445,941)

Предоставленные займы, выданные

8 (3,664,000) -

Проценты полученные по займам выданным

8 - 707,849

Погашение займов выданных

8 - 17,880,839

Депозит на финансирование будущих обязательств по ликвидации и
восстановлению месторождения

(82,956) (41,116)

**Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в)
инвестиционной деятельности****(14,830,132) 12,101,631****ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ**

Дивиденды выплаченные

15 - (18,637,762)

Поступления от займов

17 - 1,072,132

Проценты уплаченные

17 (4,795,130) (5,692,667)

Погашение займов

17 (23,376,307) (26,551,026)

**Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от
финансовой деятельности****(28,171,437) (49,809,323)**

Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов

(10,761,734) 449,432

Денежные средства и их эквиваленты, на начало года

14 15,994,807 15,655,252

Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их
эквиваленты

2,562,962 (109,877)

Денежные средства и их эквиваленты, на конец года**14 7,796,035 15,994,807**

От имени руководства Группы:

Тыраш С.Б.

И.о. генерального директора

05 ноября 2021 г.

г. Атырау, Республика Казахстан

Ершибаев Р.У.

Заместитель генерального
директора по экономике и финансам

Атчибаева У.Е.

И.о. главного бухгалтера

Примечания на стр. 57-93 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 2020 года 100% доля владения Компанией принадлежала АО «Joint Resources», зарегистрированной в Республике Казахстан. 31 декабря 2020 года АО «Joint Resources» передало акции ОА «Каспий нефть» в доверительное управление ТОО «Management Consult». Конечным бенефициаром Компании является г-н Т. А. Кулибаев.

По состоянию на 31 декабря 2019 г. 100% доля владения Компанией принадлежала Precious Oil Products B.V. («POP»), зарегистрированной в Нидерландах. Конечной контролирующей стороной POP является Glenville Asset Management Pte Ltd в качестве доверительного управляющего Steppe Capital Pte Ltd, конечной холдинговой компании, зарегистрированной в Сингапуре. 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 2020 г.:

- Поправки к МСФО 9, МСФО 7 – «Реформа базовой процентной ставки»;
- Поправки к МСФО 3 – «Определение бизнеса»;
- Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 – «Определение существенности»;
- Концептуальные основы - Поправки к ссылкам на «Концептуальные основы» в стандартах МСФО.

Применение 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.

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

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

- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»¹;
- Поправки к МСФО (IAS) 1 (в рамках проекта по формулированию ежегодных улучшений МСФО циклов 2010-2012 гг.) – «Классификация обязательств как краткосрочных или долгосрочных»¹;
- Поправки к МСФО (IFRS) 9, МСФО (IAS) 39, МСФО (IFRS) 7, МСФО (IFRS) 4, МСФО (IFRS) 16 – «Реформа базовой процентной ставки – этап 2»³;
- Поправки к МСФО (IFRS) 3 – «Объединение бизнеса» - «Ссылка на концептуальные основы»²;
- Поправки к МСФО (IAS) 16 – «Основные средства» - «Выручка до предполагаемого использования»²;
- Поправки к МСФО (IAS) 37 – «Резервы, условные обязательства и условные активы» - «Убыточные договоры - стоимость выполнения контракта»²;
- Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 – «Продажа или взнос активов между инвестором и его ассоциированной компанией или совместным предприятием»;
- Поправки к МСФО 1, МСФО (IFRS) 9, МСБУ 41, МСФО (IFRS) 16 - Ежегодные улучшения МСФО, цикл 2018-2020 гг.

¹ Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2023 г., с возможностью досрочного применения.

² Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2022 г., с возможностью досрочного применения.

³ Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2021 г., с возможностью досрочного применения.

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

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.

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 2020 г. (2019 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 2020 и 31 декабря 2019 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 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Обменный курс на конец года (к тенге)		
1 доллар США	420.71	381.18

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

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Обменный курс средний за год (к тенге)		
1 доллар США	413.36	382.75

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 2020 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 19.09%.

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 2.93% 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 2019 г.	722	34,770,104	3,313,419	8,269,636	585,009	225,596	47,164,486
Поступления	-	275,974	400	386,177	7,032	1,129	670,712
Переводы из незавершенного строительства (Примечание 6)	-	4,287,730	-	1,074,764	-	36,164	5,398,658
Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин (Примечание 17)	-	43,632	-	-	-	-	43,632
Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 17)	-	(254,383)	-	-	-	-	(254,383)
Прочее	-	139,909	-	-	-	-	139,909
Выбытия	-	(58,081)	-	(74,184)	-	(11,170)	(143,435)
На 31 декабря 2019 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	-	-	-	-	73,558
Изменение в оценке по обязательствам по социальной инфраструктуре (Примечание 18)	-	-	20,699	-	-	-	20,699
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

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 2019 г.	-	(14,924,634)	(1,722,847)	(3,938,449)	(364,771)	(145,828)	(21,096,529)
Начислено за год	-	(4,046,454)	(190,756)	(1,118,460)	(46,752)	(34,378)	(5,436,800)
Перемещение между счетами	-	-	-	(526)	-	526	-
Выбытия	-	49,137	-	48,606	-	10,667	108,410
На 31 декабря 2019 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)
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)
Чистая балансовая стоимость							
На 1 января 2020 г.	722	20,282,934	1,400,216	4,647,564	180,518	82,706	26,594,660
На 31 декабря 2020 г.	722	24,322,701	1,237,826	6,647,182	130,206	283,932	32,622,569

По состоянию на 31 декабря 2020 г., стоимость полностью с амортизированных основных средств составила 1,623,159 тыс. тенге (на 31 декабря 2019 г.: 1,089,829 тыс. тенге).

6. Незавершенное строительство

	2020 г.	2019 г.
На 1 января	3,681,404	2,215,345
Поступления	9,442,282	6,918,478
Поступления из товарно-материальных запасов	15,223	16,230
Прочие переводы	-	489
Переводы в основные средства (Примечание 5)	(11,030,728)	(5,398,658)
Выбытия	-	(70,480)
На 31 декабря	2,108,181	3,681,404

7. Займы выданные

	2020 г.	2019 г.
На 1 января	67,950,815	77,627,861
Предоставленный займ	3,664,000	-
Погашение	-	(17,880,839)
Начисленные проценты (Примечание 26)	5,822,206	6,433,940
Проценты полученные	-	(707,849)
Амортизация корректировки справедливой стоимости (Примечание 26)	3,627,589	2,463,225
Прибыль от курсовой разницы, нетто	-	68,834
Сторнирование/(начисление) резерва по ожидаемым кредитным убыткам	136,227	(54,357)
На 31 декабря	81,200,837	67,950,815

Классифицируется в отчете о финансовом положении как:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Краткосрочная часть	77,534,423	-
Долгосрочная часть	3,666,414	67,950,815
	81,200,837	67,950,815

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Валовая балансовая стоимостью займов выданных	81,515,460	68,401,655
Резерв на ожидаемые кредитные убытки	(314,613)	(450,850)
	81,200,837	67,950,815

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. и 31 декабря 2020 г.

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

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

8. Прочие долгосрочные активы

	<u>31 декабря 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Расходы будущих периодов	207,887	218,209
Авансы, выданные для приобретения внеоборотных активов	185,793	382,906
	<u>393,680</u>	<u>601,115</u>

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

9. Прочие долгосрочные финансовые активы

	<u>31 декабря 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Депозит, ограниченный в использовании	417,615	334,659
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании	95,083	76,651
	<u>512,698</u>	<u>411,310</u>

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

	<u>31 декабря 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Сырье и материалы	918,726	949,635
Готовая продукция – нефтепродукты	354,475	794,218
Готовая продукция - сырая нефть	58,316	97,660
Материалы, переданные в переработку	-	73,957
	<u>1,331,517</u>	<u>1,915,470</u>

11. торговая дебиторская задолженность

	<u>31 декабря 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Торговая дебиторская задолженность	9,260,529	10,211,133
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(29,581)	(779)
	<u>9,230,948</u>	<u>10,210,354</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:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
до одного месяца	8,989,984	10,113,297
до двух месяцев	240,964	97,057
Более года	29,581	779
	9,260,529	10,211,133

Торговая дебиторская задолженность Группы была выражена в следующих валютах:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Доллар США	8,962,015	10,115,732
Тенге	268,933	94,622
	9,230,948	10,210,354

Движение резерва по сомнительной задолженности в течение года, закончившегося 31 декабря 2020 г. и 2019 г. представлено следующим образом:

	2020 г.	2019 г.
На 1 января	779	779
Начислено	28,802	-
На 31 декабря	29,581	779

12. Прочие текущие активы

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Авансы выданные	4,492,655	4,231,035
Налог на добавленную стоимость	786,794	69,132
Расходы будущих периодов	50,550	64,425
Прочие налоги	39,429	287,857
Прочие	989	2,346
	5,370,417	4,654,795

Авансы выданные включают предоплаты связанные с обязательством по финансированию научно-исследовательских, научно-технических и (или) опытно-конструкторских работ, раскрытом в Примечании 30.

13. Денежные средства и их эквиваленты

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Деньги на счетах в банках, в долларах США	7,463,757	13,641,044
Деньги на счетах в банках, в тенге	332,166	1,366,290
Деньги в пути	-	987,250
Деньги в кассе	112	223
	7,796,035	15,994,807

14. Акционерный капитал

По состоянию на 31 декабря 2020 г. и на 31 декабря 2019 г. акционерный капитал Компании составил 100,000 тыс. тенге, 100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию, все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г. Компания не объявляла и не выплачивала дивиденды. За год, закончившийся 31 декабря 2019 г., в соответствии с решениями Единственного акционера Компания объявила 18,682,897 тыс. тенге и выплатила дивиденды в сумме 18,637,762 тыс. тенге, что эквивалентно 48,361,119 долларов США.

За год, закончившийся 31 декабря 2020 и 31 декабря 2019 гг., базовая прибыль на акцию составляла:

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Чистая прибыль за год	28,560,025	42,010,973
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	<u>28,560,025</u>	<u>42,010,973</u>
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	<u>100,000</u>	<u>100,000</u>
Базовая прибыль/(убыток) на акцию (в тыс. тенге за акцию)	<u>286</u>	<u>420</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 2020 г. балансовая стоимость акции составила 603,598 тенге (по состоянию на 31 декабря 2019 г.: 317,805 тенге).

	<u>31 декабря 2020 г.</u>	<u>31 декабря 2019 г.</u>
Активы, всего	141,312,138	133,484,024
Нематериальные активы	(171,179)	(190,521)
Обязательства, всего	<u>(80,781,140)</u>	<u>(101,513,051)</u>
Итого чистые активы	<u>60,359,819</u>	<u>31,780,452</u>
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	<u>100,000</u>	<u>100,000</u>
Балансовая стоимость одной акции, в тенге	<u>603,598</u>	<u>317,805</u>

15. Налогообложение

За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 31 декабря 2019 гг., расходы по налогу на прибыль составили:

	2020 г.	2019 г.
Расходы по текущему налогу на прибыль	8,762,473	12,477,406
Расходы по налогу на сверхприбыль	3,676,184	8,869,605
Всего расходов по текущему налогу на прибыль	12,438,657	21,347,011
Расход по отложенному налогу на прибыль	1,104,862	523,476
Расход по отложенному налогу на сверхприбыль	325,233	807,235
Всего расход по отложенному налогу на прибыль	1,430,095	1,330,711
Всего расходов по налогу на прибыль	13,868,752	22,677,722

За год, закончившийся 31 декабря 2020 г., расходы по текущему налогу на прибыль включают налог, удержанный с процентов, полученных по депозитам в размере 26,170 тыс. тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.: 21,241 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 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Активы по отложенному налогу		
Займы выданные	602,153	1,327,671
Прочие налоги к уплате	847,289	1,301,839
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения и прочие долгосрочные финансовые обязательства	422,060	404,267
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22,620	5,657
Прочие текущие активы	4,551	4,769
	1,898,673	3,044,203
Обязательства по отложенному налогу		
Основные средства и нематериальные активы	(2,562,638)	(2,541,033)
Кредиты полученные и проценты начисленные	(28,076)	(48,898)
Прочая дебиторская задолженность	(672,396)	(388,614)
	(3,263,110)	(2,978,545)
Активы по отложенному налогу	574,077	1,278,773
Обязательства по отложенному налогу	(1,938,514)	(1,213,115)

Движение по обязательствам/(активам) по отложенному налогу Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., представлено ниже:

	2020 г.	2019 г.
На 1 января	(65,658)	(1,396,369)
Расход по отложенному налогу на прибыль, признанный в прибылях или убытках	1,430,095	1,330,711
На 31 декабря	1,364,437	(65,658)

В Республике Казахстан, где зарегистрировано каждое из предприятий Группы, ставка подоходного налога на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 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:

	2020 г.	2019 г.
Прибыль до налогообложения	42,428,777	64,688,695
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	8,485,755	12,937,739
Корректировки с целью учета:		
Налога на сверхприбыль	4,001,417	9,676,840
Непризнанные налоговые убытки понесенные в текущем периоде	1,048,542	-
Прочих не вычитаемых разниц	333,038	63,143
Расходы по налогу на прибыль	13,868,752	22,677,722
Эффективная налоговая ставка	33%	35%

Непризнанные активы по отложенному налогу

Непризнанные активы по отложенному налогу в сумме 1,048,542 тыс. тенге по состоянию на 31 декабря 2020 г. (по состоянию на 31 декабря 2020 г.: ноль) относятся налоговым убыткам от внеконтрактной деятельности Компании понесенные в текущем периоде.

16. Банковские займы

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
На 1 января	79,624,576	105,779,003
Поступления	-	1,072,132
Погашение	(23,376,307)	(26,551,026)
Проценты начисленные	4,871,670	5,796,628
Проценты уплаченные	(4,795,130)	(5,692,667)
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы, нетто	8,194,379	(779,494)
На 31 декабря	64,519,188	79,624,576
	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Классифицируется в отчете о финансовом положении как:		
Краткосрочная часть	23,821,379	21,719,848
Долгосрочная часть	40,697,809	57,904,728
	64,519,188	79,624,576

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 2020 г. Компания произвела погашение основной суммы в размере 55,56 миллионов долларов США (эквивалент 23,376,307 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. текущая часть заемных средств представляет собой проценты, начисленные в размере 1.07 миллионов долларов США (эквивалент 448,602 тыс. тенге), и основную сумму в размере 55.6 миллионов долларов США (эквивалент 23,372,777 тыс. тенге), подлежащие к выплате в течение одного года.

17. Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения

	<u>2020 г.</u>	<u>2019г.</u>
На 1 января	720,678	854,522
Расходы по приросту	64,861	76,907
Поступление к стоимости резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин (Примечание 5)	52,378	43,632
Изменения в допущениях в расчетах резерва по ликвидации и восстановлению месторождения (Примечание 5)	73,558	(254,383)
На 31 декабря	<u>911,475</u>	<u>720,678</u>

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождения должен быть признан по 204 скважинам, расположенным на месторождении Айранколь по состоянию на 30 декабря 2020 г. (по состоянию на 31 декабря 2019 г.: 180 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% (2019 г.: 5%) и ставки дисконтирования равной 9% (2019 г.: 9%), текущая стоимость резерва на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. составляет 911,475 тыс. тенге и 720,678 тыс. тенге, соответственно.

18. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
На 1 января	496,695	539,692
Расходы по приросту обязательств	27,948	37,636
Изменение в оценке по обязательствам по социальной инфраструктуре (Примечание 5)	20,699	-
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы	64,411	(4,397)
Реклассификация в краткосрочные обязательства (Примечание 21)	(148,194)	(76,236)
На 31 декабря	<u>461,559</u>	<u>496,695</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).

На 31 декабря 2020 г. эти обязательства выражены в тенге и показаны по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 10%, и на 31 декабря 2019 г. эти обязательства выражены в долларах США и показаны по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 7%.

19. Торговая кредиторская задолженность

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам	3,273,670	406,124
Кредиторская задолженность по внеоборотным активам	-	2,502,020
	<u>3,273,670</u>	<u>2,908,144</u>

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. представлена в следующих валютах:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Тенге	3,273,670	2,893,124
Доллары США	-	15,020
	<u>3,273,670</u>	<u>2,908,144</u>

20. Налоги к Уплате

Налог на прибыль к уплате по состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. представлен следующим образом:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Налог на сверхприбыль	3,671,095	8,864,514
Налог на прибыль	1,785,597	1,282,679
	<u>5,456,692</u>	<u>10,147,193</u>

Прочие налоги к уплате по состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. представлены следующим образом:

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Рентный налог	643,613	1,436,399
Налог на добычу полезных ископаемых	1,899,040	2,354,702
Налог на добавленную стоимость	72,273	308
Индивидуальный подоходный налог	71,370	37,250
Социальный налог	65,305	32,031
Прочие налоги	2,542	3,087
	<u>2,754,143</u>	<u>3,863,777</u>

21. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

	31 декабря 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Авансы полученные	747,074	904,678
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям	478,276	403,508
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)	148,194	76,236
Резерв по неиспользованным отпускам	40,072	15,827
Задолженность по компенсации по некондиционной нефти	-	987,250
Прочее	52,283	151,374
	1,465,899	2,538,873

22. Выручка

	2020 г.	2019 г.
Экспортные продажи сырой нефти	71,643,670	104,735,188
Внутренние продажи нефтепродуктов	22,625,475	10,272,168
Экспортные продажи нефтепродуктов	5,420,238	2,992,452
Внутренние продажи сырой нефти	-	8,724,107
	99,689,383	126,723,915

23. Себестоимость реализованной продукции

	2020 г.	2019 г.
Услуга по переработке нефти	11,270,459	4,529,756
Налог на добычу полезных ископаемых	7,033,105	9,561,867
Износ и амортизация	5,978,224	5,423,953
Заработная плата и соответствующие налоги	1,891,507	1,783,666
Прочие налоги	2,038,707	921,393
Изменения в запасах сырой нефти и нефтепродуктов	440,743	(781,659)
Текущий ремонт и техобслуживание	355,817	527,978
Товарно-материальные запасы	206,260	544,610
Прочее	1,253,716	918,484
	30,468,538	23,430,048

24. Расходы по реализации

	2020 г.	2019 г.
Таможенные процедуры	9,191,642	14,536,251
Подготовка и транспортировка нефти и нефтепродуктов	9,029,808	7,959,744
Рентный налог	5,681,546	16,410,316
Прочие	333,278	486,984
	24,236,274	39,393,295

25. Общие и административные расходы

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Заработная плата и соответствующие налоги	1,481,451	1,392,297
Консультационные расходы	86,981	93,382
Расходы по аренде	84,743	85,070
Командировочные и представительские расходы	17,763	86,668
Налоги и прочие платежи в бюджет	4,796	198,313
Штрафы и пени	2,630	6,984
Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы	-	753,648
Прочее	444,752	238,503
	<u>2,123,116</u>	<u>2,854,865</u>

26. Финансовые доходы

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Процентный доход по займам выданным (Примечание 7)	5,822,206	6,433,940
Амортизация корректировки справедливой стоимости займов выданных (Примечание 7)	3,627,589	2,463,225
Процентные доходы по банковским депозитам	108,357	138,907
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам	18,432	16,208
	<u>9,576,584</u>	<u>9,052,280</u>

27. Финансовые расходы

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Процентные расходы по банковским займам (Примечание 16)	4,871,670	5,796,629
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановлении месторождения (Примечание 17)	64,861	76,907
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств (Примечание 18)	27,948	37,636
	<u>4,964,479</u>	<u>5,911,172</u>

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

	<u>2020 г.</u>	<u>2019 г.</u>
Прибыль от курсовой разницы	17,559,016	5,075,433
Убыток от курсовой разницы	(22,343,504)	(4,311,297)
	<u>(4,784,488)</u>	<u>764,136</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 год, закончившийся 31 декабря 2020 и 31 декабря 2019 гг., прочие транзакции со связанными сторонами включали, компенсацию ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров.

Вознаграждение ключевому управленческому персоналу

За год, закончившийся 31 декабря 2020 и 2019 гг., компенсация ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из краткосрочных вознаграждений работникам и составила 457,748 тыс. тенге и 479,865 тыс. тенге, соответственно.

Компенсация членам Совета директоров за годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., составила 49,527 тыс. тенге и 32,703 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 Компания обязана 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 на недропользование г., 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 2020 г. Компания отразила обязательство по развитию социальной инфраструктуры в данной финансовой отчетности (Примечание 18).

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 на недропользование г., 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 2020 г.

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

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана 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 на недропользование г., 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 2020 г.

Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана продавать 20% добытой нефти на месторождении Айранколь в Республике Казахстан. За годы, закончившиеся 31 декабря 2020 и 2019 гг., реализация казахстанским нефтеперерабатывающим заводам составила 271,800 тонн (или 30% от общего проданного объема) и 277,500 тонн (или 31% от общего проданного объема), соответственно. Руководство считает, что Компания выполнила данное требование по состоянию на 31 декабря 2020 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.

Обязательства по страхованию

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана разработать программу страхования деятельности, имущества и ответственности. Программа страхования утверждена решением Совета директоров в мае 2017 г. По состоянию на 31 декабря 2020 г. Компания заключила договора страхования, согласно действующим Законам и нормативным актам, тем самым выполнило обязательство.

Обязательства по закупкам капитального характера и поставкам

По состоянию на 31 декабря 2020 г. обязательства по закупкам капитального характера Группы составляли 9,762,239 тысяч тенге (2019 г.: отсутствуют) и представляют собой капитальные затраты на приобретение основных средств (скважин).

По состоянию на 31 декабря 2020 г. обязательства по заключенным и еще не выполненным договорам поставок Группы составляли 368,685 тысячи тенге (2019 г.: отсутствуют) и представляют собой крупные контракты на техническое обслуживание.

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. Поскольку ситуация быстро развивается, COVID-19 может существенно повлиять на деятельность многих компаний в разных секторах экономики, включая, но не ограничиваясь нарушением операционной деятельности в результате приостановки или закрытия производства, нарушения цепочек поставок, карантина персонала, снижения спроса и трудностей с получением финансирования. Кроме того, Группа может столкнуться с еще большим влиянием COVID-19 в результате его негативного влияния на глобальную экономику и основные финансовые рынки. Значительность влияния COVID-19 на операции Группы в большой степени зависит от продолжительности и распространенности влияния вируса на мировую и казахстанскую экономику.

Руководство Группы следит за текущими изменениями в экономической ситуации и принимает меры, которые оно считает необходимыми для поддержания устойчивости и развития бизнеса Группы в ближайшем будущем. Однако, влияние изменений в экономической ситуации на будущие результаты деятельности и финансовое положение Группы могут оказаться значительными.

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 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Финансовые активы:		
Займы выданные (Примечание 7)	81,200,837	67,950,815
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)	9,230,948	10,210,354
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)	7,796,035	15,994,807
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)	512,698	411,310
Прочие текущие активы	989	2,346
	98,741,507	94,569,632
Финансовые обязательства:		
Банковские займы (Примечание 16)	64,519,188	79,624,576
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)	3,273,670	2,908,144
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)	1,425,827	2,523,046
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)	461,559	496,695
	69,680,244	85,552,461

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 2020 г., существенную долю в доходе Группа получила от покупателя, Vitol Central Asia S.A., что составляет 72% (за год, закончившийся 31 декабря 2019 г.: 83%) 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 2020 г.	31 декабря 2019 г.
Активы	16,425,772	24,744,026
Обязательства	(64,519,188)	(80,626,846)
Чистая балансовая позиция	(48,093,416)	(55,882,820)

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.

	На 31 декабря 2020 г.		На 31 декабря 2019 г.	
	тенге/доллар США +20%	тенге/доллар США -20%	тенге/доллар США +20%	тенге/доллар США -20%
Чистый (убыток)/прибыль	(9,618,683)	9,618,683	(11,176,564)	11,176,564

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 2020 г. Группа считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

Процентный риск

По состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. Группа не подвержена риску изменения процентных ставок, поскольку все займы были получены по фиксированным процентным ставкам.

Риск ликвидности

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

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

	Средне-взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца-1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2020 г.					
Финансовые активы:					
Займы выданные (Примечание 7)	13.75%	-	77,534,423	3,666,414	81,200,837
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		7,796,035	-	-	7,796,035
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		9,230,948	-	-	9,230,948
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	512,698	512,698
Прочие текущие активы (Примечание 12)		5,370,417	-	-	5,370,417
Итого финансовые активы		22,397,400	77,534,423	4,179,112	104,110,935
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%	(448,602)	(23,372,777)	(40,697,809)	(64,519,188)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)		(3,273,670)	-	-	(3,273,670)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)		(1,317,705)	(148,194)	-	(1,425,899)
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)		-	-	(461,559)	(461,559)
Итого финансовые обязательства		(5,039,977)	(23,520,971)	(41,159,368)	(69,720,316)
Чистая позиция		17,357,423	54,013,452	(36,980,256)	34,390,619

	Средне- взве- шенная эффе- ктив- ная процент-ная ставка	1-3 Месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
31 декабря 2019 г.					
Финансовые активы:					
Займы выданные (Примечание 7)	6%-13.75%	-	-	67,950,815	67,950,815
Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 13)		15,994,807	-	-	15,994,807
Торговая дебиторская задолженность (Примечание 11)		10,210,354	-	-	10,210,354
Прочие долгосрочные финансовые активы (Примечание 9)		-	-	411,310	411,310
Прочие текущие активы (Примечание 12)		4,391,725	263,070	-	4,654,795
Итого финансовые активы		30,596,886	263,070	68,362,125	99,222,081
Финансовые обязательства:					
Банковские займы (Примечание 16)	6%	(543,181)	(21,176,667)	(57,904,728)	(79,624,576)
Торговая кредиторская задолженность (Примечание 19)		(2,908,144)	-	-	(2,908,144)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства (Примечание 21)		(2,462,637)	(76,236)	-	(2,538,873)
Обязательство по социальной инфраструктуре (Примечание 18)		-	-	(496,695)	(496,695)
Итого финансовые обязательства		(5,913,962)	(21,252,903)	(58,401,423)	(85,568,288)
Чистая позиция		24,682,924	(20,989,833)	9,960,702	13,653,793

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 2020 г. и 31 декабря 2019 г.

Группа применяет трехэтапную модель обесценения финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. Все финансовые активы Группы по состоянию на 31 декабря 2020 г. и 31 декабря 2019 г. классифицируются как Уровень 1.

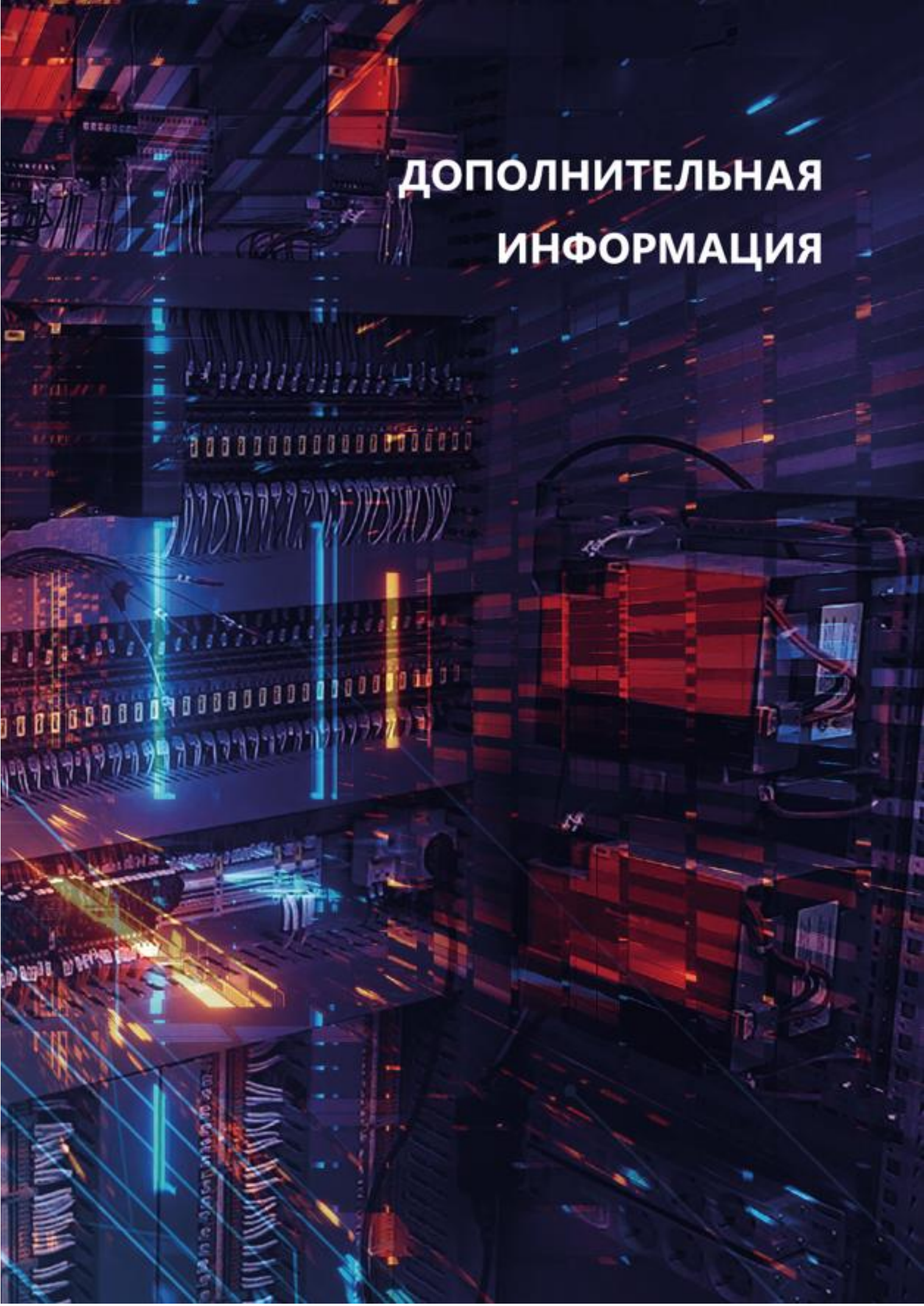
31. События после отчетной даты

С 31 декабря 2020 г. 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 5 ноября 2021 г.





ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ОСНОВНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Финансовые показатели

млн. тг.	2020	2019	2018	2017	2016
Финансовые результаты					
Выручка	99,689	126,724	111,224	84,190	69,147
Валовая прибыль	69,221	103,293	92,714	69,246	56,408
Прибыль до налогообложения	42,429	64,689	41,295	40,514	33,207
Чистая прибыль	28,560	42,011	21,477	26,522	20,365
Задействованные активы					
Долгосрочные активы	40,049	100,709	90,520	28,882	26,202
Текущие активы	101,263	32,775	43,159	14,472	14,229
Долгосрочные обязательства	(44,009)	(60,335)	(89,347)	(2,679)	(3,422)
Текущие обязательства	(36,772)	(41,178)	(35,688)	(11,979)	(9,604)
Чистые активы	60,531	31,971	8,643	28,696	27,405

Основная статистика

	ед. изм.	2020	2019	2018	2017	2016
Добыча нефти	тыс. т	917	900	849	854	859
Реализация нефти, включая	тыс. т	917	900	859	860	871
Экспорт нефти	тыс. т	646	622	602	629	649
Внутренние продажи	тыс. т	272	278	257	231	222
Базовая прибыль на акцию	тыс. тг.	286	420	215	265	204
Балансовая стоимость одной акции	тыс. тг.	604	318	86	287	274
Свободный денежный поток	млн. тг.	(10,762)	449	37,661	24,927	22,374
ЕБИТДА	млн. тг.	48,443	67,026	57,560	44,920	36,878

ГЛОССАРИЙ

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

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

FOB – Free on Board, франко-борт

GI – Global Insight, аналитическое агентство

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

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

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

АО – Акционерное общество

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

АНПЗ – ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»

в т.ч. – в том числе

ВВП – Валовой внутренний продукт

ВУЗ – Высшее учебное заведение

г. – город

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РК

ГПЭС – Газопоршневая электростанция

долл. США – доллар США

Доп. – Дополнительное (соглашение)

ед. – единиц

КИН – Коэффициент извлечения нефти

км – километр

КПН – Корпоративный подоходный налог

КПЭ – Ключевые показатели эффективности

КТК – Каспийский трубопроводный консорциум

КФБ – АО «Казахстанской Фондовой Биржи»

ЛЭП – Линия электропередачи

м. – месторождение

м³ – метр кубический

млн. – миллион

млрд. – миллиард

МНГ – Министерство нефти и газа

МНК – Морская нефтяная Группа

мПа*с – миллипаскаль, единица измерения вязкости нефти

МЭМР – Министерство энергетики и минеральных ресурсов

НБ РК – Национальный Банк Республики Казахстан

НГЗН – Начальные геологические запасы товарной нефти

НДС – Налог на добавленную стоимость

НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых

НМА – нематериальные активы

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НСП – Налог с продаж

ОАО – Открытое Акционерное Общество

ОО – Общественная организация

ООО – Общество с ограниченной ответственностью

ОС – основные средства

откл – отклонения

ОЮЛ – Объединение юридических лиц

ПККР – ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз

ППН – Пункт подготовки нефти

ПСП – Приемо-сдаточный пункт нефти

ПТУЗ – Профессионально-техническое учебное заведение

РК – Республика Казахстан

СНГ – Содружество независимых государств

СП – совместное предприятие

СРП – Соглашение о разделе продукции

ст. – статья

т – тонна(ы)

т.к. – так как

т.п. – тому подобное

ТМЗ – Товарно-материальные запасы

ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью

тыс. – тысяча

ФИО – Фамилия, имя, отчество

чел – человек

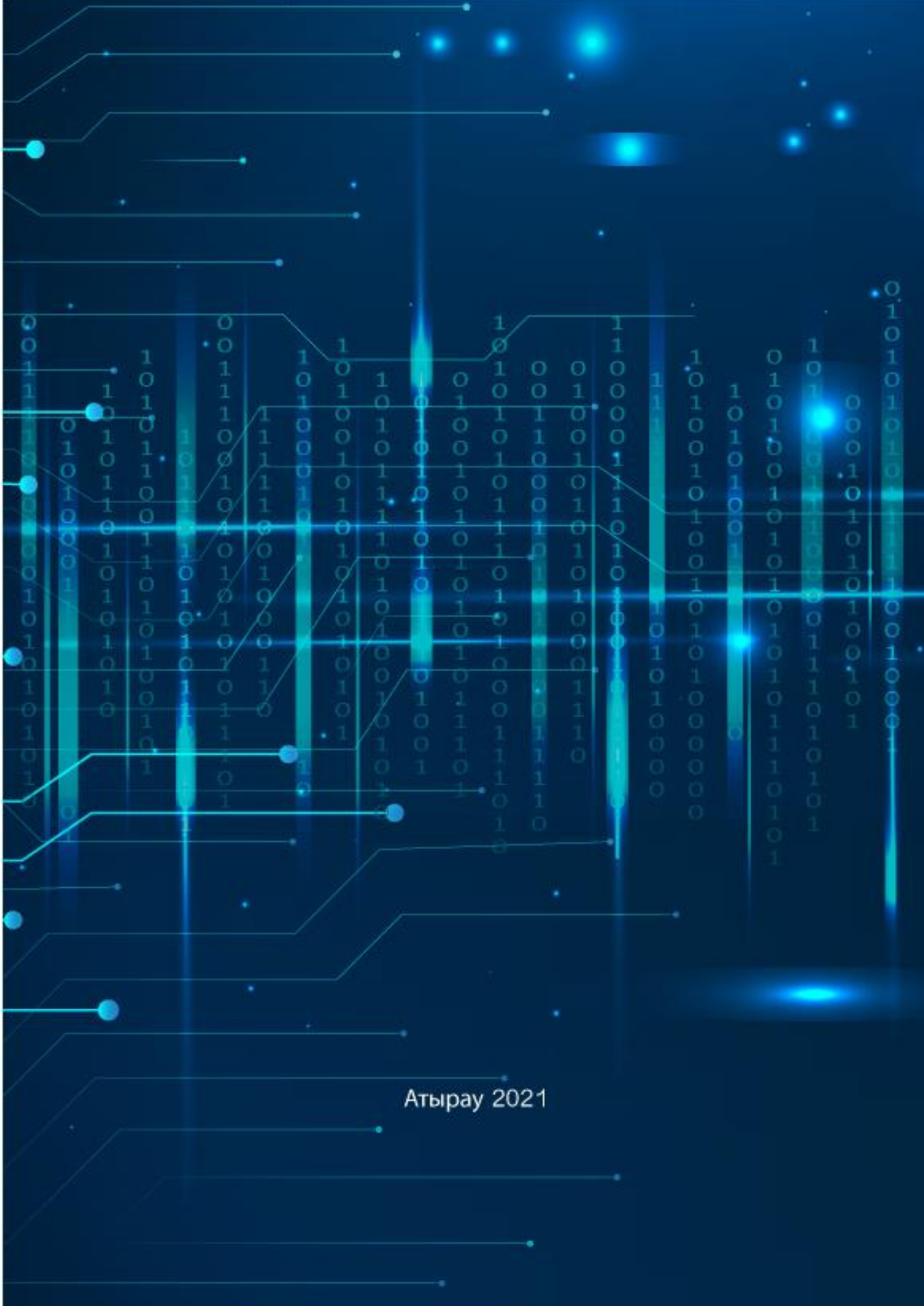
КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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@tistr.kz
<i>Интернет-сайт</i>	www.tistr.kz



Атырау 2021