

ТОО «Жаикмунай»

Перерабатывающая инфраструктура для устойчивого развития Раскрытие потенциала Северо-Западного Казахстана

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2019 ГОД



Знакомство с ТОО «Жаикмунай»

Общие сведения

ТОО «Жаикмунай», товарищество с ограниченной ответственностью, зарегистрированное в Казахстане, было основано в марте 1997 года с целью разведки, добычи и реализации углеводородов Чинаревского месторождения на северо-западе Казахстана.

ТОО «Жаикмунай» является дочерним предприятием Nostrum Oil & Gas PLC («Nostrum»).

Структура Группы и аффилированные лица

В настоящее время между ТОО «Жаикмунай» и материнской компанией Nostrum находится ряд промежуточных компаний (далее совместно — «Группа»). ТОО «Жаикмунай» является основным операционным дочерним предприятием Группы. Пересмотр корпоративной структуры Группы проводится на регулярной основе. Периодически при необходимости в целях упрощения в нее вносятся изменения. Информация о структуре Группы по состоянию на 31 декабря 2019 г. представлена на с. 69.

Дочерние компании

После реструктуризации Группы в 2014 году и до декабря 2018 г., когда была приобретена сервисная компания Atom & Co LLP, которая вошла в состав ТОО «Жаикмунай» 20 августа 2019 г., ТОО «Жаикмунай» не имело дочерних компаний.

В настоящем годовом отчете слова «мы», «нас», «наш» относятся к Группе.

Содержание

НАШИ КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА.....	4
КОММЕНТАРИЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ.....	5
БИЗНЕС-МОДЕЛЬ.....	7
ОБЗОР РЫНКА.....	8
СТРАТЕГИЯ.....	10
КОММЕНТАРИЙ ГЛАВНОГО ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ДИРЕКТОРА.....	13
КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	15
ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	19
ОТВЕТСТВЕННОЕ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ.....	33
УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ.....	49
ОСНОВНЫЕ РИСКИ И ФАКТОРЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ.....	51
ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	59
КРАТКИЙ ОБЗОР ЗА ПЯТЬ ЛЕТ.....	66
КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ.....	69
ГЛОССАРИЙ.....	69
ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ГРУППЫ.....	76
РУКОВОДСТВО ТОО «ЖАИКМУНАЙ».....	78
Раздел Б. Финансовая отчетность и аудиторский отчет.....	79

НАШИ КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

Инфраструктура мирового уровня с потенциалом наращивания денежного потока за счет полной загрузки незадействованных мощностей

ТОО «Жаикмунай» инвестировало более 1 млрд долл. США в строительство инфраструктуры на северо-западе Казахстана. При текущем уровне добычи мощность Компании используется менее чем на 20%. Мы намерены использовать незадействованные мощности для переработки газа сторонних производителей. Реализация этого потенциала имеет решающее значение для способности Компании повышать свою привлекательность для всех заинтересованных сторон.

В 2019 году при Совете директоров был создан Комитет по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. Приоритетами Компании являются безопасная эксплуатация объектов и охрана здоровья персонала. Руководствуясь ими, мы заботимся о безопасности сотрудников, подрядчиков и окружающей среды.

Мощность нашей перерабатывающей инфраструктуры выросла более чем в два раза. Ее загрузка составляет менее 20%, и в дальнейшем мы намерены активно вовлекать в переработку сырье сторонних производителей, поскольку Чинаревское месторождение не может обеспечить полную загрузку.

Наша инфраструктура имеет выход как на крупные экспортные нефте- и газопроводы, так и на развитую железнодорожную сеть. Это позволяет нам продавать нашу продукцию на экспортных рынках по экспортным ценам.

С учетом долга в размере более 1 млрд долл. США и снижения объемов добычи Nostrum целенаправленно работает над сокращением расходов. Это важнейшая часть новой стратегии развития, направленная на поддержание достаточного уровня ликвидности.

Безопасность — главный приоритет нашей деятельности

- Безопасность является ключевой ценностью Компании. Мы убеждены, что все аварии предотвратимы и каждый сотрудник Группы имеет право работать в безопасных условиях. В Группе внедрены «Золотые правила безопасности труда», обеспечивающие знание и соблюдение работниками принципов Группы в данной сфере.
- Все сотрудники несут ответственность за обеспечение безопасных условий труда. Мы стремимся поддерживать надлежащее функционирование логистической инфраструктуры и производственных объектов для защиты жизни и здоровья персонала.

Инфраструктура, включающая газоперерабатывающий комплекс мощностью 4,2 млрд куб. м

- Развитая инфраструктура позволяет ТОО «Жаикмунай» перерабатывать сырой газ с месторождений на северо-западе Казахстана, где существует дефицит перерабатывающих мощностей.
- Полностью введенный в эксплуатацию комплекс подготовки газа совокупной проектной мощностью 4,2 млрд куб. м в год.

Отлаженное транспортное сообщение с экспортными рынками

- Доступ к нескольким транспортным маршрутам.
- Полный контроль над логистикой транспортировки жидких углеводородов: ТОО «Жаикмунай» владеет 120-километровым трубопроводом для транспортировки нефти и стабилизированного конденсата и автоматизированным железнодорожным наливным терминалом.

Оптимизация затрат

- С учетом долга в размере более 1 млрд долл. США и снижения объемов добычи ТОО «Жаикмунай» продолжает целенаправленно работать над сокращением расходов и сохранением капитала.
- В 2019 году численность работников снижена более чем на 200 человек.
- Все проекты, не связанные с основной деятельностью, приостановлены

КОММЕНТАРИЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

В: Что было для ТОО «Жаикмунай» основной сложностью в 2019 году?

О: В 2019 году мы столкнулись с рядом препятствий, что не позволило нам в полной мере выполнить некоторые из наших ключевых целей.

Несмотря на обнаружение углеводородов на большем, чем ожидалось, количестве участков, уровень отдачи на оценочных скважинах в северной части Чинаревского лицензионного участка оказался недостаточным для экономически рентабельной добычи.

По результатам наших собственных изысканий и согласно отчетам Schlumberger и PM Lucas основной проблемой является продуктивность скважин, особенно по тем коллекторам, запасы которых сейчас отнесены к категории вероятных. В этой связи мы приняли решение перевести преимущественную часть этих запасов в категорию условных ресурсов.

Кроме того, добыча на действующих скважинах сокращалась более быстрыми темпами, чем ожидалось, поэтому в течение года мы были вынуждены пересмотреть прогноз по объему добычи в сторону снижения.

В: Каким образом руководство решало перечисленные проблемы?

О: На фоне неудовлетворительных операционных результатов и с учетом проведенной в этой связи аналитической работы руководство приняло решение приостановить все буровые работы в этом году до тех пор, пока не будет найден способ снижения выявленных рисков. Мы не можем позволить себе вкладываться в бурение, не будучи уверенными в экономической целесообразности добычи из соответствующих скважин.

Наш приоритет сейчас — коммерциализация незадействованных газоперерабатывающих мощностей мирового класса за счет переработки сырья сторонних компаний. Мы уже начали сотрудничество с ТОО «Урал Ойл энд Газ», подписавшим соглашение на поставку сырого газа. На момент подготовки данного отчета также ведутся переговоры с другими компаниями, заинтересованными в использовании нашей инфраструктуры. В случае успешных переговоров и подписания новых соглашений наш газоперерабатывающий комплекс сможет выйти на плановый уровень загрузки и обеспечить ТОО «Жаикмунай» получение стабильных денежных потоков в долгосрочной перспективе.

В отчетном году ушел с поста Главный исполнительный директор Nostrum. На временной основе на эту должность была назначена Каат Ван Геке, которая не только знает Группу изнутри, но и имеет богатый опыт проектной работы в регионе, благодаря чему хорошо понимает, с какими проблемами мы сталкиваемся, и как никто другой может помочь Группе пройти через период трансформации.

Мы сократили расходы с учетом пересмотренного объема деятельности Компании и будем и дальше строго контролировать расходные операции.

В: Как Совет директоров Nostrum взаимодействовал с акционерами и держателями облигаций в 2019 году?

О: Мы понимаем, с какими сложностями столкнулись держатели акций и облигаций Группы в связи с тем, что фактические результаты оказались ниже прогнозных и мы были вынуждены списать значительный объем запасов и приостановить бурение. Понятно, что все они были разочарованы, что соответствующим образом отразилось в реестре акционеров. Совет директоров Nostrum и я в полной мере понимаем обеспокоенность акционеров и держателей акций Компании и делаем все от нас зависящее для улучшения результатов деятельности. Мы надеемся, что в течение 2020 года нам удастся добиться изменения ситуации и продемонстрировать заинтересованным лицам ценность активов Компании и потенциал их будущей монетизации.

В: В чем заключаются наибольшие риски для Группы в 2020 году?

О: Заключение соглашений со сторонними компаниями на поставку дополнительных объемов на наш газоперерабатывающий комплекс таким образом, чтобы у нас было достаточно времени продемонстрировать наши возможности заинтересованным сторонам задолго до наступления срока погашения облигаций Группы в 2022 году.

Учитывая низкую производительность пластов-коллекторов в последние годы, мы не можем исключить дальнейшего снижения показателей относительно прогнозов.

Недавние события в нефтегазовой отрасли, а именно сильное падение цен на нефть, оказали существенное влияние на ликвидность Группы, поскольку мы не использовали инструменты хеджирования. В этой связи мы изучаем возможности дальнейшего снижения расходов по всем направлениям нашей деятельности. Кроме того, 31 марта 2020 г. мы объявили о намерении провести переговоры с держателями своих облигаций по вопросу возможной реструктуризации облигационных обязательств Группы. В настоящий момент мы выбираем финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Мы надеемся, что нам удастся прийти к консенсусу с нашими акционерами и держателями облигаций. Тем не менее предугадать исход переговоров не представляется возможным.

В I квартале 2020 г. произошла вспышка коронавирусной инфекции. Мы следим за развитием ситуации, чтобы

минимизировать риски влияния вируса на деятельность Группы и здоровье сотрудников. На текущий момент не представляется возможным провести количественную оценку влияния пандемии, однако такое влияние может быть значительным. В настоящий момент ТОО «Жаикмунай» продолжает осуществлять непрерывную деятельность в полном соответствии с принятыми в Компании высокими стандартами качества и безопасности.

В: Как вы позиционируете бизнес в разрезе устойчивого развития?

О: Эффективность охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления всегда будет иметь важнейшее значение для работы Группы.

Это подразумевает соответствие строгим стандартам ОКП, ОТ, ТБ и ООС, при этом охрана труда и безопасность наших работников имеют для нас первостепенное значение.

В качестве подтверждения серьезности наших намерений в отношении охраны окружающей среды и борьбы с изменением климата в 2019 году мы присоединились к инициативе CDP (проект по раскрытию информации о выбросах углерода, ранее известный как Carbon Disclosure Project) и планируем в ближайшие годы продолжать раскрывать соответствующую информацию для полноценной оценки нашего воздействия на окружающую среду с возможностью сравнения с сопоставимыми компаниями.

Мы сформировали новый комитет при Совете директоров Nostrum, который будет заниматься исключительно вопросами охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и работы с населением, а также уделять внимание проблемам изменения климата.

Комитет по аудиту и Совет директоров Nostrum признали необходимость включения изменения климата в число основных рисков и факторов неопределенности для Компании, а также необходимость продолжения работы по количественной оценке рисков, связанных с изменениями климата.

В: Какова стратегия Группы по созданию акционерной стоимости в средне- и долгосрочной перспективе?

О: Наша стратегическая цель — обеспечить максимальную стоимость активов Компании и особенно созданной нами инфраструктуры. Помимо сырья ТОО «Урал Ойл энд Газ», нам необходимо вовлечь в переработку дополнительные объемы других третьих сторон, чтобы иметь возможность в полной мере монетизировать мощности нашего газоперерабатывающего комплекса. Построенная нами инфраструктура будет работоспособной на протяжении многих лет, и чем быстрее мы сможем обеспечить ее загрузку, тем большую пользу это будет приносить всем заинтересованным сторонам. Нам также необходимо решить появившиеся в последние годы проблемы с продуктивностью пластов-коллекторов. Это необходимо для того, чтобы мы могли извлечь значительные залежи углеводородов, обнаруженные на принадлежащих нам лицензионных участках. Мы убеждены, что деятельность Компании во всех ее аспектах должна соответствовать принципам устойчивого развития с учетом ее влияния на общество и окружающую среду. Мы продолжаем вкладывать средства в развитие социальной сферы, а также в образование и обучение. Мы будем и далее повышать качество отчетности в этой области, придерживаясь ответственного подхода к развитию бизнеса.

Ключевые направления работы в 2020 году

Приоритеты

- Обеспечение безопасности сотрудников, подрядчиков и населения и защита окружающей среды
- Активизация переговоров с третьими сторонами, заинтересованными в поставках газа для переработки, с тем, чтобы полностью загрузить свободные мощности Компании
- Сокращение расходов в соответствии с новой стратегией, ориентированной на переработку соронного газа
- Продолжение изысканий по поиску эффективных технологий для снижения геологических рисков.

Я горжусь всеми нашими работниками и корпоративной культурой Группы, которую нам необходимо использовать для повышения операционной эффективности в 2020 году и достижения поставленных целей, оставаясь при этом привлекательным работодателем с инклюзивной средой и равенством возможностей. Мы продолжим уделять внимание вопросам кадрового баланса, особенно в части гендерного состава работников на всех уровнях организационной структуры Группы. В настоящее время разрабатывается механизм регулярной отчетности подразделений по работе с персоналом перед Советом директоров Nostrum по вопросам обеспечения кадрового баланса. Мы признательны всем сотрудникам за качество их работы и приверженность общему делу.

Я буду рад в ближайшие месяцы рассказать о новых успехах Компании и благодарю всех вас за поддержку.

Атул Гупта

Исполнительный председатель Совета директоров Nostrum

БИЗНЕС-МОДЕЛЬ

Потенциал увеличения стоимости

Наша история

За 15 лет мы создали инфраструктурный узел мирового класса, способный обеспечить разведку и освоение Чинаревского месторождения, а также многолетнюю добычу и реализацию миллиардов кубических метров газа на северо-западе Казахстана.

Наша стратегия

Руководство и сотрудники Компании намерены совместно с локальными партнерами активно работать над формированием стабильных и долгосрочных денежных потоков за счет коммерциализации потенциала газоперерабатывающей инфраструктуры, снижения геологических рисков и строгого контроля над затратами.

Составляющие бизнес-модели

- Инфраструктура мирового уровня
- Низкие операционные расходы
- Привлекательные налоговые условия
- Опытное руководство
- Ответственный подход

Цепочка создания стоимости

Значение нашей деятельности для заинтересованных сторон

Персонал

Мы один из крупнейших работодателей северо-западного региона Казахстана, работа которого — залог стабильности для местного населения.

Инвесторы

2019 год оказался крайне сложным для инвесторов. Группа работает над улучшением ситуации в рамках новой стратегии развития.

Местное население

Мы гордимся партнерством с местным населением и стремимся к открытому диалогу с представителями общественности, а также реализуем меры социальной и финансовой поддержки, направленные на повышение качества жизни в регионах нашей деятельности.

Поставщики, подрядчики и клиенты

Компания проводит аудиты безопасности для повышения уровня доверия партнеров. Мы поддерживаем коммуникацию с нашими основными клиентами.

Органы государственной власти и регулирования

В 2019 году сумма бюджетных налоговых отчислений Компании составила 36 709 841 долл. США. Более подробная информация представлена на сайте www.nog.co.uk.

ОБЗОР РЫНКА

Рынки сбыта Nostrum

Высокий экспортный потенциал

С момента обретения независимости в 1991 году Казахстан закрепил за собой статус одного из мировых лидеров по объемам добычи углеводородов.

Рынок нефти и газа в Казахстане

Основой нефтегазовой отрасли Казахстана являются три крупнейших месторождения, расположенные на северо-западе страны: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. На эти три месторождения приходится преимущественная часть национальных запасов и добычи и именно благодаря им за последние три десятилетия Казахстан смог привлечь больше прямых иностранных инвестиций, чем любая другая страна бывшего СССР, включая Россию. В 2019 году объем добычи на этих трех месторождениях превысил 60% от общего объема нефтегазодобычи в стране.

Будучи крупнейшей страной мира, не имеющей выхода к морю, Казахстан использует развитую сеть трубопроводов и железных дорог для экспорта производимой продукции. Трубопроводный экспорт осуществляется преимущественно через Россию (трубопровод Атырау — Самара и трубопровод Каспийского Трубопроводного Консорциума), Азербайджан и Турцию (трубопровод Баку — Тбилиси — Джейхан) и через Китай (трубопровод Атасу — Алашанькоу). Железнодорожный экспорт осуществляется по широкой сети железных дорог Казахстана, позволяющих осуществлять поставки в страны СНГ и дальнего зарубежья.

В 2019 году уровень добычи на трех крупнейших месторождениях достиг рекордных или близких к ним значений. На Кашагане в течение 2017 года была в полном объеме возобновлена добыча, а в течение 2019 года успешно проведена программа технического обслуживания. На месторождениях Тенгиз и Карачаганак, которые уже более двух десятилетий находятся в эксплуатации, в настоящее время реализуются проекты развития с целью увеличения извлечения жидких углеводородов по мере выработки месторождений. Учитывая, что Карачаганак находится примерно в 70 км от Чинаревского месторождения, программа его развития потребует дополнительных газоперерабатывающих мощностей.

Что это означает для Компании

Активы ТОО «Жаикмунай» находятся в Прикаспийском бассейне, недалеко от российской границы и в непосредственной близости от крупнейших запасов углеводородов на постсоветском пространстве. Для ТОО «Жаикмунай» такое выгодное расположение означает доступ к многочисленным рынкам экспорта, а также к трудовым ресурсам и поставщикам специализированного оборудования. Кроме того, ТОО «Жаикмунай» располагает значительным объемом свободных перерабатывающих мощностей в регионе, характеризующимся наличием большого числа труднодоступных запасов газа и растущим спросом на его переработку.

Анализ конкурентной среды и доли рынка: сравнение с сопоставимыми компаниями

Сильные стороны и возможности	Слабые стороны и угрозы
<ul style="list-style-type: none">• Диверсификация экспортных маршрутов	<ul style="list-style-type: none">• Несмотря на значительную диверсификацию продуктового портфеля, деятельность ТОО «Жаикмунай» подвержена колебанию рыночных цен на продукцию.
<ul style="list-style-type: none">• Единственный владелец лицензии на разработку Чинаревского месторождения, инфраструктуры на месторождении, трубопроводов и железнодорожного наливного терминала, используемых для экспорта производимой продукции.	<ul style="list-style-type: none">• Дополнительные геологические риски, связанные с глубоким залеганием, низкой проницаемостью и высокой трещиноватостью коллекторов.
<ul style="list-style-type: none">• Развитая инфраструктура позволяет ТОО «Жаикмунай» перерабатывать сырой газ с месторождений на северо-западе Казахстана, где существует дефицит перерабатывающих мощностей.	<ul style="list-style-type: none">• Сезонные колебания температуры и суровые климатические условия в местах расположения операционных активов.
<ul style="list-style-type: none">• Материковое месторождение с низкими операционными расходами.	<ul style="list-style-type: none">• Малочисленность населения создает нехватку квалифицированной рабочей силы на местном

Основные макро- и микроэкономические тенденции

Цены на нефть

Цены на нефть в 2019 году варьировались от 55 долл. США за барр. в январе до 75 долл. США за барр. в апреле. Совместные усилия стран ОПЕК+ по сокращению добычи были нивелированы обострением торгового конфликта между США и Китаем и усилением политической неопределенности на Ближнем Востоке. Несмотря на то, что фундаментальные показатели спроса и предложения во многом сбалансированы, удар с использованием дронов и ракет по нефтяным объектам Саудовской Аравии, в результате которого объем добычи в стране в сентябре был сокращен более чем в два раза, привел к росту премии за риск на рынке сырой нефти. По фундаментальному консенсус-прогнозу в долгосрочной перспективе цены на нефть сохранятся на уровне 60—70 долл. США за барр., при этом волатильность также сохранится.

Что это означает для Компании

При наличии около 90 млн долл. США на нашем балансе и отсутствии предстоящих выплат по долговым обязательствам до 2022 года приоритетом Группы остается сокращение расходов для поддержания достаточного уровня ликвидности на период проведения оценки стратегических возможностей Группы.

Экономика Казахстана

В 2019 году экономика Казахстана выросла на 3,8% (в 2018 году рост составил 3,7%). Средний обменный курс тенге к доллару США снизился до 383 тенге за доллар США (в 2018 году — 345 тенге за доллар США), при этом инфляционное давление оставалось слабым с ИПЦ на уровне 5,2% (в 2018 году — 6,1%).

Что это означает для Компании

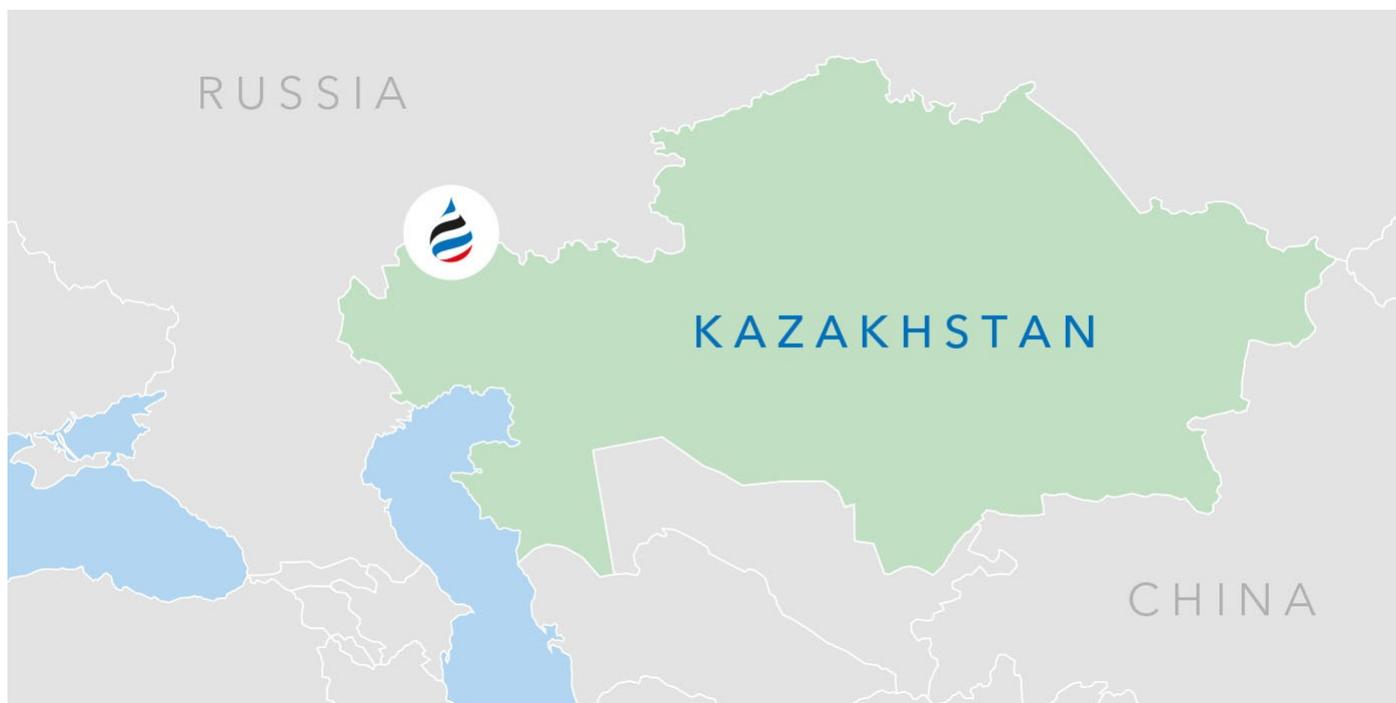
Несмотря на то, что с момента обретения национальной независимости экономика Казахстана прошла значительный путь развития и была в определенной степени диверсифицирована, нефтегазовая отрасль по-прежнему играет в ней доминирующую роль. Ввиду высокой значимости отрасли правительство неоднократно оказывало поддержку нефтяным компаниям с целью стимулирования разработки имеющихся ресурсов и привлечения инвестиций.

Конкурентная среда

Казахстан и Азербайджан — два крупнейших производителя нефти в Каспийском регионе. В 2018 году объем добычи в этих странах составил 1,9 млн барр. н. / сут. и 0,8 млн барр. н. / сут. соответственно. Ожидается, что они сохраняют лидирующие позиции по добыче нефти в регионе. Основными газодобывающими странами в регионе являются Туркменистан и Узбекистан с объемом добычи в 2018 году на уровне 6,0 и 5,5 млрд куб. футов в сутки соответственно. Не располагая значительной ресурсной базой в регионе, Россия играет в нем важную роль, обеспечивая транспортный коридор между Каспийским и Черным морем.

Что это означает для Компании

Огромные расстояния между центрально-азиатскими рынками, давние торгово-экономические связи и наличие локальной инфраструктуры делают страны бывшего СССР взаимозависимыми. Преимуществом Казахстана является его стратегически важное расположение между Россией и Китаем. ТОО «Жаикмунай» находится в самом сердце экспортного коридора между Россией и рынками к западу от Каспийского моря.



СТРАТЕГИЯ

Стратегия, нацеленная на будущее

ТОО «Жаикмунай» нацелено на реализацию значительного потенциала своей газоперерабатывающей инфраструктуры.

Цель

Совместная работа профессионалов, ориентированных на непрерывное развитие бизнеса и наращивание технической экспертизы, для достижения максимальной эффективности на всех этапах цепочки создания стоимости.

Наша концепция

Содействие успешному развитию региона нашей деятельности за счет преимуществ современного инфраструктурного комплекса Компании.

Стратегические принципы	Приоритеты на 2020 год	КПЭ	Риски	Прогнозы, задачи и перспективы на 2020—2022 гг.
Коммерциализация потенциала газоперерабатывающего комплекса мирового класса	<ul style="list-style-type: none"> Продолжение текущих переговоров о вовлечении в переработку газа сторонних производителей для полной загрузки мощностей ТОО «Жаикмунай» 	<ul style="list-style-type: none"> Заключение коммерческих соглашений на переработку углеводородного сырья, аналогичных соглашению с ТОО «Урал Ойл энд Газ» 	<ul style="list-style-type: none"> Переговоры с различными контрагентами являются сложным процессом, носят закрытый коммерческий характер и не гарантируют достижение соглашения между сторонами 	<ul style="list-style-type: none"> Заключение обязательных к исполнению коммерческих контрактов для загрузки свободных газоперерабатывающих мощностей ТОО «Жаикмунай» сырьем сторонних производителей
Безопасность как ключевой	<ul style="list-style-type: none"> Обеспечение безопасности 	<ul style="list-style-type: none"> Показатель частоты 	<ul style="list-style-type: none"> Нормативно-правовая база в 	<ul style="list-style-type: none"> Усиление контроля за соблюдением

приоритет деятельности	<p>сотрудников, подрядчиков и окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> • Продолжение внедрения «Золотых правил безопасности труда» • Внедрение системы работы с подрядчиками 	<p>несчастных случаев с временной потерей трудоспособности</p> <ul style="list-style-type: none"> • Общий показатель частоты несчастных случаев на производстве 	<p>области охраны окружающей среды и производственной безопасности в Казахстане все еще в стадии формирования</p> <ul style="list-style-type: none"> • Последствия выхода оборудования из строя 	<p>требований в сфере безопасности со стороны подрядчиков</p> <ul style="list-style-type: none"> • Повышение квалификации специалистов в области ОТ, ТБ и ООС
Сокращение расходов и сохранение капитала	<ul style="list-style-type: none"> • Сокращение расходов в соответствии с новой стратегией, ориентированной на переработку стороннего газа • Сокращение по всем категориям расходов (операционные, общие и административные расходы, капитальные затраты) относительно 2019 года 	<ul style="list-style-type: none"> • Общие и административные расходы — менее 20 млн долл. США • Операционные расходы — менее 50 млн долл. США 	<ul style="list-style-type: none"> • Сохранение высокого уровня цен может привести к инфляции издержек в Казахстане • Издержки реструктуризации могут в той или иной мере нивелировать эффект от сокращения расходов • Могут потребоваться дальнейшие расходы на оценку параметров пластов • Приостановка бурения окажет краткосрочное негативное влияние на оборотный капитал 	<ul style="list-style-type: none"> • Управление денежными ресурсами для обеспечения непрерывной деятельности Группы
Управление разработкой месторождений и продуктивность скважин	<ul style="list-style-type: none"> • Использование установок для капитального ремонта скважин и других технологий для экономически эффективного управления снижением добычи • Продолжение изысканий по поиску эффективных технологий для снижения геологических рисков при планировании будущих буровых работ 	<ul style="list-style-type: none"> • Окончание строительства второй системы низкого давления для продления срока службы газоконденсатных скважин • Достижение максимального времени бесперебойной работы на имеющихся скважинах и производственных объектах 	<ul style="list-style-type: none"> • При низком уровне добычи неожиданные внутрискважинные события могут серьезно повлиять на прогнозы операционных денежных потоков Группы 	<ul style="list-style-type: none"> • Сокращение доли действующих скважин, на которых регистрируется снижение добычи • Определение технологий для повышения продуктивности скважин и снижения геологических рисков при планировании будущих буровых работ на Чинаревском месторождении

КОММЕНТАРИЙ ГЛАВНОГО ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

Трансформация операционной деятельности и реструктуризация расходов

«Несмотря на операционные трудности, продолжается снижение общих и административных расходов и операционные расходы сокращаются. Мы уверены, что есть возможности для загрузки незадействованных мощностей комплекса подготовки газа в рамках дальнейшей работы».

В: 2019 год был сопряжен с рядом трудностей, связанных с объемами добычи и недостижением прогнозных показателей. В чем основные причины, и как их можно устранить?

О: В 2019 году мы пробурили три скважины в северной части Чинаревского месторождения. Это решение было принято по итогам успешных результатов бурения на скважине 40, расположенной в том же районе. К сожалению, ни одна из пробуренных скважин не показала экономически рентабельных уровней добычи. Таким образом, мы не смогли нарастить добычу по итогам 2019 года.

Кроме того, в 2019 году наблюдалось более резкое, чем мы предполагали, сокращение добычи в северо-восточной части бийского коллектора — нашем основном продуктивном пласте. Главной причиной стало ускоренное снижение давления, что повлияло на газоконденсатный фактор. В результате сократились объемы газа, СУГ и конденсата, получаемые из наших действующих скважин.

В 2020 году мы продолжим эксплуатировать одну установку для капитального ремонта скважин. Мы намерены использовать эту установку для возобновления и интенсификации добычи на остановленных скважинах, а также для повышения коэффициента извлечения на действующих скважинах. Работы по капитальному ремонту скважин позволят замедлить падение добычи, а также лучше понять, какие технологии помогут нам полностью реализовать потенциал Чинаревского месторождения.

Помимо этого, в 2019 году мы одобрили расширение нашей системы низкого давления, что позволит нам продлить срок эксплуатации тех скважин, давление на входе у которых упало ниже уровня, необходимого для подачи сырья на завод по переработке газа. На главном газовом коллекторе в настоящий момент к системе низкого давления подключена первая группа скважин, и эта схема показывает хорошие результаты. Мы намерены увеличить количество скважин после завершения второй очереди расширения системы низкого давления к концу года.

В: Как вы оцениваете финансовое положение ТОО «Жаикмунай»?

О: Несмотря на операционные трудности, продолжается снижение общих и административных расходов и операционные расходы сокращаются ввиду приостановки бурения и завершения строительства УПГ-3.

В 2020 году мы планируем изменить операционную структуру бизнеса с целью диверсификации ТОО «Жаикмунай» из добывающей компании в оператора перерабатывающей и транспортной инфраструктуры с соответствующей трансформацией расходной базы. Мы предполагаем значительную экономию операционных расходов в результате полного прекращения бурения в 2020 году.

Мы прекрасно осознаем, что ввиду падения цен на нефть необходимо дополнительно сокращать расходы, и последовательно работаем над этой задачей во всех подразделениях Группы. Поскольку мы прекратили бурение, сокращение капитальных затрат не должно существенно сказаться на добыче в течение 2020 года.

В: Какова стратегия загрузки газоперерабатывающего комплекса после завершения строительства третьей очереди с учетом того, что приблизительно 80% его мощностей сейчас не задействовано?

О: Это центральный вопрос для Совета директоров Nostrum и Группы в целом. Мы уверены, что есть возможности для загрузки незадействованных мощностей комплекса подготовки газа в рамках дальнейшей работы. Инфраструктура расположена в регионе с большими запасами газообразных углеводородов, которые необходимо перерабатывать для максимизации стоимости. Мы гордимся нашим новым комплексом, и теперь нам необходимо задействовать его потенциал, обеспечив скорейшую загрузку мощностей. Мы уже заключили соглашения с ТОО «Урал Ойл энд Газ» и сейчас активно работаем над заключением договоров с другими сторонними производителями, чтобы в полной мере использовать потенциал инфраструктуры Компании. Надеюсь, в течение 2020 года мы сможем сообщить более конкретную информацию об этих возможностях.

Хотя на сегодняшний день мы рассматриваем переработку сырья сторонних компаний как основное направление нашей стратегии, мы также намерены продолжать поставки собственных углеводородов с Чинаревского месторождения.

В: Каковы плановые показатели добычи и продаж на 2020 год, и каков риск того, что Компания вновь не выполнит план?

О: После изучения результатов исследований, проведенных в прошлом году сторонними экспертами (в том

числе отчета Schlumberger), а также по итогам внутреннего анализа результатов бурения и добычи мы пришли к заключению, что, несмотря на наличие значительных запасов на месторождениях, продуктивность скважин на некоторых участках не достигает желаемого уровня. В этой связи было принято решение о приостановке всех проектов бурения в 2020 году на период проведения дальнейших изысканий, направленных на поиск новых эффективных технологий, позволяющих снизить геологические риски. Члены Совета директоров Nostrum и я лично также пришли к выводу о целесообразности перевода запасов углеводородов с высоким уровнем риска, о которых шла речь выше, из категории запасов в категорию условных ресурсов. ТОО «Жаикмунай» продолжит эксплуатацию установки для капитального ремонта скважин и сосредоточится на поиске технологий, которые позволят увеличить продуктивность скважин в будущем.

По нашим прогнозам, среднесуточный объем продаж в 2020 году составит 19 000 бнэ, что будет соответствовать среднесуточному объему добычи на уровне 20 000 бнэ. Группа пересматривает инвестиционную программу на текущий год с учетом падения цен на нефть. Наша задача — обеспечить непрерывность деятельности Группы в течение 2020 года.

Надеемся, что риски невыполнения плана ограничены, поскольку мы работаем над уменьшением темпов падения добычи по сравнению с уровнем 2019 года, а также сокращением простоев.

В: Достигло ли ТОО «Жаикмунай» целей на 2019 год в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС?

О: По итогам 2019 года значение коэффициента частоты травм с утратой трудоспособности составило 1,39.

Мы учредили новый комитет Совета директоров Nostrum, работающий под моим председательством и занимающийся вопросами охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и работы с населением. Совместно с руководством он работает над улучшением соответствующих показателей, а также уделяет внимание таким важнейшим вопросам, как изменение климата и гендерное равенство.

В 2019 году мы уточнили «Золотые правила безопасности труда», чтобы ясно довести требования безопасности до сведения каждого сотрудника, работающего на объектах Компании. В случае серьезных происшествий внутри организации проводится тщательное и прозрачное расследование, включающее причинно-следственный анализ, по итогам которого делаются выводы и принимаются меры по предотвращению подобных происшествий в будущем.

Мы на постоянной основе вносим изменения в систему работы с подрядными организациями. В частности, в 2019 году была усовершенствована процедура отбора поставщиков.

Помимо этого, в прошлом году Компания впервые подготовила отчет по вопросам охраны окружающей среды согласно процедуре CDP. Мы намерены продолжить подготовку такой отчетности в 2020 году и последовательно улучшать ее качество.

Каат Ван Геке

Главный исполнительный директор Nostrum

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Преодоление сложной ситуации

Финансовые КПЭ

Несмотря на успехи в создании инфраструктуры и добыче свыше 100 млн бнэ углеводородов на Чинаревском месторождении, ТОО «Жаикмунай» столкнулось со снижением добычи на данном месторождении, в то время как объем его долга превысил 1 млрд долл. США. Это оказывает все большее влияние на финансовое положение ТОО «Жаикмунай», и 2020 год станет ключевым для решения этих проблем. Чтобы продолжать работу, Группе необходимо реализовать новую стратегию.

Выручка	млн долл.США
2015	449
2016	348
2017	406
2018	390
2019	322



ЕБИТДА	млн долл.США
2015	235
2016	211
2017	243
2018	246
2019	209



Чистая прибыль / убыток	млн долл.США
2015	-77

2016	-68
2017	17
2018	-105
2019	-985

Чистая прибыль / убыток, млн долл. США



**Денежный поток
от операционной
деятельности**

**млн
долл.США**

2015	179
2016	222
2017	208
2018	198
2019	212

Денежный поток от операционной деятельности, млн долл. США

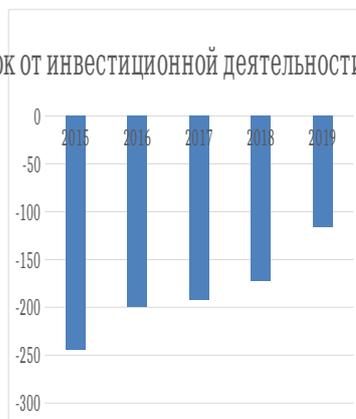


**Денежный поток от
инвестиционной
деятельности**

**млн
долл.США**

2015	-245
2016	-200
2017	-192
2018	-172
2019	-116

Денежный поток от инвестиционной деятельности, млн долл. США



**Операционные
расходы**

млн долл.США

2015	62
2016	53
2017	57
2018	49
2019	37

Операционные расходы, млн долл. США



Нефинансовые КПЭ

Ответственный подход к работе и стремление обеспечить безопасность деятельности — неотъемлемые элементы стратегии Компании и залог устойчивости нашего бизнеса. Мы видим истинную ценность не только в стремлении к успеху, но и в том, чтобы приносить пользу обществу и заботиться об охране окружающей среды. С этой целью мы разработали собственную систему нефинансовых КПЭ, обеспечивающих оценку достижений Компании в сфере охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления.

Объем продаж (бнэ/сут.)

2019	26 671
2018	29 516
2017	37 844
2016	39 043
2015	38 576

26 671 бнэ/сут.
-10,0%

Общий показатель частоты травм на производстве (TRIF) (в часах)¹

2019	2,96
2018	1,39
2017	3,92
2016	2,59
2015	4,00

2,96 ч
+113,0%

Запасы категории 1P (млн бнэ)

2019	54,3
2018	98
2017	124
2016	147
2015	147

54,3 млн бнэ
-44,6%

Показатель частоты травм с временной потерей трудоспо- собности (LTIF) (в часах)¹

2019	1,39
2018	1,05
2017	2,48
2016	1,99
2015	2,75

1,39 ч
+32,0%

Запасы категории 2P (млн бнэ)

2019	138
2018	410
2017	488
2016	466
2015	470

138 млн бнэ
-66,3%

Общий объем выбросов парниковых газов (тыс. т CO₂/ млн бнэ)¹

2019	223
2018	255
2017	255
2016	210
2015	228

223 тыс. т CO₂/млн
бнэ
-12,0%

1. На 1 млн человеко-часов рабочего времени

Ключевые события 2019 года

декабрь

Завершение механомонтажных работ на УПГ-3

май

Первая подача газа на УПГ-3 и начало пусконаладочных работ под нагрузкой

июнь

Начата оценка стратегических и операционных возможностей

Соглашение о приобретении 100-процентной доли участия в ТОО «Позитив Инвест»

июль

Завершено бурение скважин 41 и 42

август

Продлена лицензия на разработку Ростошинского месторождения

сентябрь

Продлена лицензия на разработку Чинаревского месторождения

октябрь

Завершен технический ввод в эксплуатацию УПГ-3

При испытании скважин 41 и 42 коммерческие запасы углеводородов не подтвердились, бурение скважины 361 продолжается

ТОО «Жаикмунай» получены отчеты Schlumberger и PM Lucas

Прогноз уровня добычи на 2019 г. снижен до 28 000 бнэ в сутки, а суточный объем продаж — до 27 000 бнэ

ноябрь

При испытаниях скважины 361 экономически рентабельных уровней отдачи углеводородов не выявлено

декабрь

Завершена процедура CDP, присвоена оценка «С»

Кай-Уве Кессель сложил полномочия Главного исполнительного директора, временно на эту должность назначена Каат Ван Геке

январь 2020 года

Бурение прекращено, акцент смещен на переработку стороннего газа

ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Наша продукция

Нефть	
Качество	<ul style="list-style-type: none">• Плотность — 0,815 г/см³.• Плотность в градусах API — 42—43 градуса.• Среднее содержание серы — 0,4%.
Реализация	<ul style="list-style-type: none">• 85% экспортируется в соответствии с СРП.• 15% продается на внутреннем рынке.• В 2019 году все экспортные поставки нефти осуществлялись по трубопроводу АО «КазТрансОйл».
Ценообразов	<ul style="list-style-type: none">• Для экспорта по трубопроводу используется базовая цена на нефть марки Urals.• Размер скидки для продаж на внутреннем рынке составляет ок. 50%.
Транспортировка	<ul style="list-style-type: none">• Экспорт нефти осуществляется по трубопроводу АО «КазТрансОйл» через ветку, которая соединена с нашим собственным 120-километровым• По трубопроводу нефть доставляется в российские порты.
Стабилизированный конденсат	
Качество	<ul style="list-style-type: none">• Плотность — 0,750—0,790 г/см³.• Плотность в градусах API — 56 градусов.• Среднее содержание серы — < 0,2%.
Реализация	<ul style="list-style-type: none">• 100% продукции идет на экспорт.• Пункты назначения — российские порты.
Ценообраз	<ul style="list-style-type: none">• Используется базовая цена на нефть марки Brent.

Транспортировка	<ul style="list-style-type: none"> • Транспортировка осуществляется по собственному 120-километровому трубопроводу с месторождения до железнодорожного наливного терминала 	<ul style="list-style-type: none"> • Там конденсат заливается в железнодорожные цистерны и доставляется в российские порты назначения.
-----------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

СУГ

Качество	<ul style="list-style-type: none"> • Побочный продукт при добыче нефти и газа. • Без олефинов и с низким содержанием серы.
----------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Реализация	<ul style="list-style-type: none"> • < 85 % продукции идет на экспорт. • В число пунктов назначения входят российские порты на Черном море.
------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

еЦенообраз	<ul style="list-style-type: none"> • Цена для черноморских поставок определяется на основе международной цены СУГ для 	<ul style="list-style-type: none"> • Для поставок в Восточную Европу используются котировки Брест.
------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Транспортировка	<ul style="list-style-type: none"> • Доставляется с месторождения на наш железнодорожный терминал в г. Уральске автоцистернами СУГ. 	<ul style="list-style-type: none"> • Затем загружается в железнодорожные цистерны и продается третьим лицам.
-----------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Сухой газ

Качество	
----------	--

Реализация	<ul style="list-style-type: none"> • 100% продается АО «КазТрансГаз».
------------	--------------------------------------------------------------------------------------

еЦенообраз	<ul style="list-style-type: none"> • Цена согласовывается на ежегодной основе. 	<ul style="list-style-type: none"> • Цена согласовывается на ежегодной основе.
------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------

Транспортировка	<ul style="list-style-type: none"> • Транспортировка осуществляется по собственному 17-километровому трубопроводу от месторождения до точки подключения к газопроводу 	<ul style="list-style-type: none"> • Продажа в точке подключения.
------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------

Установка подготовки нефти

В 2006 году ТОО «Жаикмунай» завершило строительство комплекса по подготовке нефти. В настоящее время его максимальная мощность составляет 400 000 тонн в год.

Инфраструктура для переработки сырого газа

Завод по подготовке газа предназначен для производства газовых продуктов с добавленной стоимостью: он рассчитан на переработку сырого газа из газоконденсатных коллекторов (и попутного газа, поступающего с завода по подготовке нефти) с получением трех продуктов — стабилизированного конденсата, СУГ и сухого газа. К вспомогательной инфраструктуре завода по подготовке газа относятся электростанция, резервуарный парк для хранения СУГ, пункт налива СУГ на железнодорожном терминале, вагон-цистерны для перевозки СУГ и 17-километровый трубопровод для транспортировки сухого газа.

УПГ-1, 2 и 3

Комплекс по подготовке газа состоит из трех установок подготовки газа (УПГ), мощность которых составляет 4,2 млрд куб. м газа в год. Последняя установка комплекса была введена в эксплуатацию в 2019 году.

Электростанция

Газовая электростанция мощностью 26 МВт соединена с газоперерабатывающим заводом. Генерирующей мощности электростанции достаточно для удовлетворения текущих и прогнозируемых потребностей месторождения и вспомогательных предприятий в электроэнергии.

Газопровод

У ТОО «Жаикмунай» имеется собственный 17-километровый газопровод, построенный в 2011 году и соединенный с газопроводом Оренбург — Новопсков. Пропускной способности собственного газопровода достаточно для реализации всех объемов Компании исходя из полной загрузки наших газоперерабатывающих комплексов.

Трубопровод для транспортировки жидких углеводородов

В собственности ТОО «Жаикмунай» находится 120-километровый трубопровод для транспортировки жидких углеводородов, построенный в 2008 году. Он соединяет месторождение с железнодорожным наливным терминалом ТОО «Жаикмунай» в г. Уральске. Максимальная годовая пропускная способность трубопровода превышает 3 млн тонн.

Железнодорожный наливной терминал

В 2009 году ТОО «Жаикмунай» ввело в эксплуатацию собственный автоматизированный железнодорожный наливной терминал в г. Уральске. В настоящее время на него поступают все добываемые ТОО «Жаикмунай» объемы нефти, реализуемой на внутреннем рынке, и конденсата, направляемого на экспорт. Пропускная способность терминала составляет около 4 млн тонн нефти и конденсата в год.

Хранилища

ТОО «Жаикмунай» располагает рядом хранилищ для жидких углеводородов, расположенных на месторождении и железнодорожном наливном терминале, общим объемом более 30 000 куб. м.

Подключение к трубопроводу АО «КазТрансОйл»

В 2017 году ТОО «Жаикмунай» завершило строительство дополнительного нефтепровода, который позволит осуществлять экспортные поставки через международный экспортный трубопровод Атырау — Самара, эксплуатируемый АО «КазТрансОйл». Трубопровод АО «КазТрансОйл» позволил сократить расходы ТОО «Жаикмунай» на транспортировку нефти более чем на 50%, расширив возможности Компании в сфере управления чистой ценой реализации на всех этапах сырьевого цикла.

Система низкого давления

В 2019 году ТОО «Жаикмунай» продолжило работы по вводу в эксплуатацию системы низкого давления с целью снизить темпы истощения газоконденсатных коллекторов за счет увеличения давления на входе главного манифольда завода по подготовке газа с 10 до 42 бар.



Запасы

Единственным действующим добывающим активом, принадлежащим ТОО «Жаикмунай», является Чинаревское месторождение. Его разработка ведется в рамках подписанного в 1997 году соглашения о разделе продукции («СРП»), к которому не применяется ряд новых требований законодательства, а лицензия на участок действительна до 2032 года. Первые залежи углеводородов на Чинаревском месторождении были обнаружены еще в советское время, а в период с 2004 по 2018 год в рамках СРП было пробурено 103 скважины и боковых ствола. Лицензия на разработку месторождения полностью принадлежит ТОО «Жаикмунай». Чинаревское месторождение представляет собой многоярусную структуру с 17 коллекторами и 53 участками пластов, располагающимися на трех лицензионных участках. Коммерческие запасы углеводородов обнаружены в коллекторах нижнепермских, башкирских, бобриковских, турнейских, франских, муллинских, ардатовских и бийско-афонинских отложений.

Согласно отчету о запасах по состоянию на 1 января 2020 г., подготовленному Ryder Scott, в период с 2020 по 2026 год на Чинаревском месторождении планируется проведение 45 геолого-технических мероприятий, в том числе бурение новых скважин. Вместе с 46 действующими скважинами они позволят Компании осуществлять добычу запасов категории 2P, отраженных в оценке на 31 декабря 2019 г. Объем запланированных мероприятий примерно на треть меньше, чем аналогичный показатель в отчете прошлого года (72 мероприятия).

На Чинаревском месторождении планируется бурение 30 новых скважин и 2 боковых стволов, капитальный ремонт 7 скважин и повторное заканчивание 6 скважин без дополнительных буровых работ. Величина общих капитальных затрат на реализацию данных мероприятий оценивается на уровне 324 млн долл. США (в 2019 году — 640 млн долл. США).

Текущая оценка запасов представлена в Таблице 1. Общий объем доказанных запасов (1P) Чинаревского месторождения составляет 54,3 млн бнэ, в том числе 43,4 млн бнэ разрабатываемых добываемых запасов (PDP) в 46 имеющихся скважинах, 8,1 млн бнэ доказанных неразрабатываемых запасов (PUD) и 2,8 млн бнэ разрабатываемых недобываемых запасов (PDNP). Общий объем доказанных запасов снизился приблизительно на 46 млн бнэ в результате добычи 10,8 млн бнэ в 2019 году, снижения выхода конденсата на бийско-афонинских отложениях с учетом показателей фактического и прогнозируемого выхода, а также снижения уровня извлечения на турнейском ярусе и в результате заводнения.

Доказанные и вероятные запасы (2P) Чинаревского месторождения составляют 138 млн бнэ, при этом большая часть вероятных неразработанных запасов приходится на западную, северо-восточную и северо-западную части бийско-афонинских отложений. Объем доказанных и вероятных запасов снизился на 156 млн бнэ по сравнению с данными отчета предыдущего года. Снижение запасов было частично компенсировано за счет учета дополнительных объемов газового конденсата в северной части франского яруса и филипповского горизонта, а также за счет внедрения системы низкого давления в северо-восточной части бийского коллектора.

Залежи трех нефтегазовых месторождений — Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского — на данном этапе полностью отнесены к категории условных ресурсов. Вероятные запасы Ростошинского и Дарьинского месторождений в объеме 116 млн бнэ, вошедшие в отчет о запасах от 31 декабря 2018 г., были переведены в категорию условных ресурсов и ожидают дальнейшей оценки.

В отчете о запасах по состоянию на 1 января 2020 г. внимание Ryder Scott сосредоточено исключительно на анализе потенциальных экономических сценариев освоения месторождений с целью извлечения максимального количества запасов при долгосрочной цене на нефть на уровне 65 долл. США.

Вся информация в отчете приведена без учета необходимости погашения обязательств Группы в 2022 и 2025 годах. В отчете также не учитывается краткосрочное влияние колебаний цен на нефть на уровень ликвидности Группы.

Таблица 1. Запасы Чинаревского месторождения (100% прав недропользования в собственности Nostrum)

Тип флюида	Ед. изм.	Доказанные запасы			Итого доказанные запасы
		Добываемые	Недобываемые	Неразрабатываемые	
Нефть/конденсат	баррели	12044488	626846	3080209	15751543
Продукты переработки	баррели	6772009	487689	1279685	8539383

Газ (за вычетом потерь)	млн куб. футов	130905	8932	19970	159807
Газ (за вычетом потерь)	бнэ	24575963	1676884	3749146	30001994
Всего	бнэ	43392460	2791419	8109040	54292920

Вероятные запасы

Тип флюида	Ед. изм.	Добываемые	Недобываемые	Неразрабатываемые	Итого вероятные запасы
Нефть/конденсат	баррели	0	596510	25327462	25923972
Продукты переработки	баррели	0	555504	11788401	12343905
Газ (за вычетом потерь)	млн куб. футов	0	11363	231358	242721
Газ (за вычетом потерь)	бнэ	0	2133277	43434901	45568179
Всего	бнэ	0	3285291	80550764	83836056

Доказанные + вероятные запасы

Тип флюида	Ед. изм.	Добываемые	Недобываемые	Неразрабатываемые	Итого доказанные и вероятные запасы
Нефть/конденсат	баррели	12044488	1223356	28407671	41675515
Продукты переработки	баррели	6772009	1043193	13068086	20883288
Газ (за вычетом потерь)	млн куб. футов	130905	20295	251328	402528
Газ (за вычетом потерь)	бнэ	24575963	3810161	47184048	75570172
Всего	бнэ	43392460	6076710	88659805	138128975



Таблица 2. Динамика запасов по отложениям к предыдущему году

Отложения	Ед.изм.	Отчет Ryder Scott на 31дек. 2018г.			Отчет Ryder Scott на 31дек. 2019г.			Изменение		
		Доказа нные	Вероят ные запасы	Всего	Доказа нные	Вероят ные запасы	Всего	Доказа нные	Вероят ные запасы	Всего
Бийско-афонийские (СВ)	млнбнэ	63,9	43,8	107,7	32,2	11,4	43,6	-31,7	-32,4	-64,1
Бийско-афонийские (З)	млнбнэ	0,0	80,6	80,6	0,0	35,7	35,7	0,0	-44,9	-44,9
Бийско-афонийские (СЗ)	млнбнэ	0,0	18,0	18,0	0,0	10,9	10,9	0,0	-7,2	-7,2
Турнейские (СВ)	млнбнэ	20,9	13,6	34,5	12,9	9,3	22,2	-8,0	-4,3	-12,3
Турнейские (Ю)	млнбнэ	1,9	0,0	1,9	1,4	0,0	1,4	-0,4	0,0	-0,4
Турнейские (З)	млнбнэ	0,3	0,0	0,3	0,2	0,0	0,2	-0,1	0,0	-0,1
Муллинские (Ю)	млнбнэ	0,0	2,9	2,9	0,0	2,8	2,8	0,0	-0,1	-0,1
Муллинские (С)	млнбнэ	1,1	2,7	3,8	0,0	0,0	0,0	-1,0	-2,7	-3,8
Муллинские (СВ)	млнбнэ	1,6	23,5	25,1	0,7	4,0	4,7	-1,0	-19,5	-20,5
Башкирские (СВ/З)	млнбнэ	2,3	3,7	6,0	1,0	1,5	2,5	-1,3	-2,2	-3,5
Ардатовские (СВ)	млнбнэ	5,1	5,3	10,4	4,0	5,2	9,2	-1,0	-0,2	-1,2
Ардатовские (Ю)	млнбнэ	1,4	1,7	3,1	0,0	0,0	0,0	-1,4	-1,7	-3,1
Франские (С)	млнбнэ	0,0	0,0	0,0	1,6	1,0	2,6	1,6	1,0	2,6

Воробьевские (С)	млнбнэ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Черноярские (СВ)	млнбнэ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Филипповские	млнбнэ	0,0	0,0	0,0	0,3	2,0	2,3	0,3	2,0	2,3
Бобриковские (Ю)	млнбнэ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого Чинаревское	млнбнэ	98,4	195,9	294,2	54,3	83,8	138,1	-44,1	-112,1	-156,1
Ростошинское	млнбнэ	0,0	111,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-111,0	-111,0
Дарьинское	млнбнэ	0,0	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,0	-5,0
Всего	млнбнэ	98,4	311,9	410,2	54,3	83,8	138,1	-44,1	-228,1	-272,1

Чинаревское месторождение

Распределение запасов по отложениям и сравнение с данными за предыдущий год представлено в Таблице 2. Общая информация о программе геолого-технических мероприятий представлена в Таблице 3 на с. 26.

Северо-восточная часть бийско-афонинского коллектора

Объем запасов категории 2Р сократился на 64,1 млн бнэ по сравнению с 2018 годом, в равных долях применительно к объемам доказанных и вероятных запасов. Запланировано бурение двух новых скважин. На 2022 год также запланировано повторное заканчивание пяти скважин на афонинском коллекторе без бурения, что на одну скважину меньше, чем в программе прошлого года. Программа претерпела значительное сокращение относительно прошлого года, когда планировалось бурение семи новых скважин и боковых стволов и повторное заканчивание шести скважин без бурения, что свидетельствует о более осторожном подходе Компании к планированию с учетом последних данных по объемам добычи и результатов оценки Schlumberger за 2019 год.

В 2019 году специалисты Schlumberger провели статическое и динамическое моделирование северо-восточной и западной частей бийско-афонинского коллектора и северо-восточной части турнейского нефтяного коллектора.

Вероятностное динамическое моделирование северо-восточной части бийско-афонинского коллектора в рамках исследования Schlumberger проводилось на основе 13 сценариев для оценки потенциала дальнейшей разработки. В 2020 году Компания намерена проводить мониторинг процесса добычи с тем, чтобы подтвердить базовый сценарий разработки и в дальнейшем использовать его для актуализации и обоснования данных о целесообразности бурения новых добывающих скважин. Исследование показало ограниченный потенциал дальнейшего уплотнения сети скважин, что обусловило сокращение объема и отсрочку планового бурения для оценки имеющихся запасов.

Исследование также включало оценку перспектив расширения существующей системы низкого давления, которые были оценены положительно с точки зрения продления добычи на существующих скважинах, а также оценку потенциала технологии обратной закачки газа в пласт, использование которой в результате не было рекомендовано из-за невозможности поддержания пластового давления выше давления точки росы.

Западная и северо-западная части бийско-афонинского коллектора

В западной части коллектора объем вероятных запасов сократился на 44,9 млн бнэ по сравнению с предыдущим годом. Сокращенная программа бурения в объеме 10 скважин (вместо ранее запланированных 16) для освоения вероятных запасов предполагает повторный ввод имеющихся скважин в 2021 году и бурение дополнительных скважин в 2022 и 2026 годах.

Моделирование западной части бийско-афонинского коллектора в рамках исследования Schlumberger показало высокую степень неопределенности, с которой возможно прогнозирование наличия трещин и качественных резервуаров, проводимое с целью определения мест для бурения скважин. Сокращение программы бурения отражает выводы о том, что для извлечения запасов потребуются успешное применение экономически эффективных технологий бурения и гидроразрыва пласта. Прогноз по дебиту скважин в баррелях нефтяного эквивалента был снижен на 25% вследствие сокращения объема геологических запасов и снижения коэффициента извлечения конденсата в соответствии с данными отчета компании Midland Valley

Exploration от 2018 года о системе естественных трещин и данными моделирования северо-восточной части коллектора компанией Schlumberger.

Запасы северо-западной части бийско-афонинского коллектора сохраняют статус вероятных неразработанных, при этом общий объем запасов категории 2P сократился на 7,2 млн бнэ, а программа бурения — до трех эксплуатационных скважин, бурение которых запланировано на 2024 год — начало 2025 года.

Северо-восточная, западная и южная части турнейского коллектора

В северо-восточной части турнейского коллектора объем запасов категории 2P сократился на 12,3 млн бнэ по сравнению с предыдущим годом до 22,2 млн бнэ. В категории доказанных запасов сокращение было обусловлено показателями добычи за 2019 год, а также сокращением объема доказанных неразрабатываемых запасов с выбытием одной скважины и заменой бурения двух новых скважин на повторное заканчивание действующих скважин без бурения, при этом ожидается что показатели извлечения по ним будут ниже, чем у новой скважины. Бурение оставшихся четырех новых скважин запланировано на 2022 год. Помимо эксплуатационных скважин, запланировано бурение двух новых водонагнетательных скважин — по одной в 2022 году и 2024 году соответственно. Планы бурения нагнетательных скважин являются предварительными, и их реализация будет зависеть от результатов индикаторного (трассерного) исследования, которое запланировано на 2020 год и будет использовано для проектирования параметров следующего этапа заводнения.

Динамическое моделирование северо-восточной части турнейского коллектора для оценки потенциала его дальнейшей разработки в рамках исследования Schlumberger проводилось на основе шести сценариев, в том числе с учетом увеличения площади заводнения. Как и в случае с бийско-афонинским коллектором, в 2020 году Компания намерена проводить мониторинг процесса добычи с тем, чтобы подтвердить базовый сценарий разработки и в дальнейшем использовать его для актуализации данных о целесообразности бурения новых добывающих и нагнетательных скважин.

На данный момент Компания не планирует продолжать бурение в южной и западной частях турнейского коллектора.

Северо-восточная часть муллинского коллектора

Объем вероятных запасов снизился на 20,5 млн бнэ за счет сокращения планового объема бурения на 2023—2025 годы с девяти до пяти скважин (относительно планов прошлого года). Прогноз по дебиту скважин также был пересмотрен в сторону снижения по результатам анализа показателей добычи действующих скважин.

Муллинские (Ю)

Применительно к южной части муллинского коллектора программа бурения не претерпела изменений и предусматривает бурение одной новой скважины в 2023 году.

Муллинские (С)

Незначительный объем доказанных запасов приходится на уже действующую скважину Ч-724_1. Из-за низкой экономической эффективности бурения все три запланированные скважины для разбуривания вероятных запасов были исключены из программы.

Северо-восточная и западная части башкирского коллектора

Nostrum рассматривает возможность бурения двух новых скважин в северо-западной части башкирского коллектора в 2023 и 2024 годах. Это дополнительные скважины, отнесенные к категории вероятных запасов (ранее — доказанные неразработанные) из-за непостоянства показателей добычи на действующих скважинах. Пять скважин для разбуривания вероятных запасов в восточной части коллектора были исключены из программы бурения.

Северо-восточная и южная части ардатовского коллектора

Программа разбуривания вероятных запасов в северо-восточной части коллектора, как и в прошлом году, включает один боковой ствол и одну новую скважину, бурение которых запланировано на 2023 год. В южной части ардатовского коллектора новых геолого-технических мероприятий не запланировано.

Северная часть франского коллектора

Запасы франского горизонта учитываются впервые, поскольку лицензия (горный отвод) на разработку северной части месторождения получена только в 2019 году. Доказанные запасы приходятся на ранее пробуренную скважину Ч-40_1, а бурение двух новых оконтуривающих скважин намечено на 2023 и 2024 годы.

Филипповский коллектор

На филипповском горизонте запланировано низкзатратное повторное заканчивание пяти скважин в течение 2020 и 2021 годов.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

После того, как вероятные запасы Ростошинского и Дарьинского месторождений, вошедшие в отчет о запасах

от 31 декабря 2018 г., были переведены в категорию условных ресурсов, все запасы трех месторождений в настоящий момент полностью отнесены к ресурсам.

Ростошинское месторождение

Период проведения оценки был продлен на три года, и оценочные работы предусматривают бурение одной новой скважины.

Ведение операционной деятельности на Ростошинском месторождении в 2020 году не запланировано.

Дарьинское месторождение

В 2019 году Компания не вела операционную деятельность на месторождении и продолжила подготовку технико-экономического обоснования и детальное планирование первоначальной концепции разработки нефтяных залежей, которая предусматривает повторный ввод имеющихся скважин, бурение новых, а также строительство новых объектов на месторождении.

Южно-Гремячинское месторождение

Запасы данного месторождения по-прежнему относятся к категории условных ресурсов, и их объем в 2019 году не изменился.

Таблица 3. Краткая программа бурения и переоборудования скважин по состоянию на 31 декабря 2019 г. в сравнении с предыдущим годом

Отложения	Отчет Ryder Scott на 31дек. 2018г.				Программа бурения от 31дек. 2019г.			
	Скважины для разбуривания запасов, квалифицируемых как доказанные	Скважины для разбуривания запасов, квалифицируемых как вероятные	Оценочные скважины	Всего	Скважины для разбуривания запасов, квалифицируемых как доказанные	Скважины для разбуривания запасов, квалифицируемых как вероятные	Оценочные скважины	Всего
Бийско-афонийские (СВ)	6	7	–	13	1	6	–	7
Бийско-афонийские (СЗ)	–	4	–	4	–	3	–	3
Бийско-афонийские (З)	–	16	–	16	–	10	–	10
Турнейские (СВ) — нефть	5	3	–	8	4	2	–	6
Турнейские (СВ) — по доле Группы	4	–	–	4	–	2	–	2
Турнейские (Ю)	–	–	–	–	–	–	–	–
Турнейские (З)	–	–	–	–	–	–	–	–
Муллинские (Ю)	–	1	–	1	–	1	–	1
Муллинские (С)	–	3	–	3	–	–	–	–
Муллинские (СВ)	–	9	–	9	–	5	–	5
Башкирские (СВ/З)	2	5	–	7	–	2	–	2
Ардатовские (СВ)	–	2	–	2	–	2	–	2
Ардатовские (Ю)	–	–	–	–	–	–	–	–
Франские (С)	–	–	2	2	1	1	–	2
Воробьевские (С)	–	–	3	3	–	–	–	–
Черноярские (СВ)	–	–	–	–	–	–	–	–
Филипповские	–	–	–	–	–	5	–	5
Бобриковские (Ю)	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого Чинаревское	17	50	5	72	6	39	–	45
Ростошинское	–	24	1	25	–	–	1	1
Дарьинское	–	6	1	7	–	1	–	1
Всего	17	80	7	104	6	35	6	47

Бурение в 2019 году

В 2019 году было пробурено 3 оценочных скважины: 41, 42 в пределах франского яруса, 361 в пределах воробьевского горизонта. Ни одна из этих скважин не дала промышленного притока углеводородов. В дополнение к оценочным скважинам были пробурены два боковых ствола. Боковой ствол 52_2 был забурен на башкирском ярусе, но по результатам испытаний скважины на приток коммерческих запасов сырой нефти обнаружено не было. Боковой ствол 51_1 для закачки воды был забурен и закончен на северо-восточном турнейском коллекторе. Закачивание воды началось сразу же после подсоединения к наземным сетям.

В рамках программы капитального ремонта скважин в 2019 году было проведено повторное заканчивание двух бездействующих газоконденсатных скважин для дальнейшей оценки коллектора филипповского горизонта пермских отложений. После кислотной обработки, проведенной для стимулирования притока, в обеих скважинах начался приток углеводородов без пластовой жидкости. Также в 2019 году было проведено повторное заканчивание двух бездействующих нефтяных скважин с использованием установки для капитального ремонта на северо-восточном турнейском коллекторе. Теперь скважины имеют стабильный дебит. На скважине 45 была проведена замена вышедшего из строя электроцентробежного насоса (ЭЦН) без потери дебита после заканчивания. Работы по замене ЭЦН заняли примерно шесть месяцев и позволили восстановить дебит скважины на прежнем уровне.

ТОО «Жаикмунай» приняло решение не проводить буровые работы в 2020 году и использовать только одну установку капитального ремонта скважин. Использование низкочередной технологии повторного заканчивания скважин без бурения будет способствовать освоению оставшихся запасов. В дальнейшем ТОО «Жаикмунай» намерено уделять повышенное внимание эффективности использования установок капитального ремонта скважин и поиску возможностей для снижения расходов на месторождениях, а также увеличению объемов операций с сырьем сторонних производителей на комплексе Компании по переработке газа. Согласно Отчету о запасах, подготовленному Ryder Scott, возобновление буровых работ на Чинаревском месторождении запланировано на конец 2021 года при условии, что Nostrum сможет рефинансировать свои долговые обязательства, а также поддерживать ликвидность на уровне, достаточном для финансирования программы бурения. Гарантии, что Nostrum сможет выполнить эти условия, нет, что может оказать существенное влияние на способность ТОО «Жаикмунай» продолжить освоение доказанных и вероятных запасов Чинаревского месторождения. По состоянию на 31 декабря 2019 г. на Чинаревском месторождении действовало 46 добывающих скважин.



Инфраструктура

УПГ-3 и установка по производству серы

В 2019 году успешно завершено строительство и проведены пусконаладочные работы на третьей установке подготовки газа (УПГ-3) комплекса по переработке газа ТОО «Жаикмунай». После подачи сырого газа проведены тестирование и диагностика каждого технического узла УПГ-3 в отдельности. Завершив наладку производства кондиционных конечных продуктов (товарного газа, стабильного конденсата, СУГ), Компания провела 72-часовые эксплуатационные испытания, по итогам которых состоялся технический ввод установки в эксплуатацию. На сегодняшний день УПГ-3 является частью инфраструктуры завода по подготовке газа наряду с УПГ-1 и 2, ведется работа по оформлению необходимой документации, разрешений органов надзора и документов в сфере промышленной и пожарной безопасности. Общая мощность завода по подготовке газа составляет 4,2 млрд куб. м газа в год, из них 2,5 млрд куб. м газа в год приходится на УПГ-3. Действующая установка по производству серы позволяет ТОО «Жаикмунай» перерабатывать высокосернистый газ с долей содержания сероводорода до 16% методом прямого окисления. Это часть высокосернистого газа после переработки до того, как он поступает на установку по производству серы. Ведутся работы по модификации установки под переработку газа ТОО «Урал Ойл энд Газ». Компания рассмотрит возможность дальнейшего усовершенствования установки для переработки давальческого сырья с более высоким содержанием сероводорода.

Расширение системы низкого давления

С целью поддержания объемов добычи на ряде действующих скважин в IV квартале 2018 г. была введена в эксплуатацию система низкого давления. В настоящее время к ней подключены двенадцать скважин, однако для продления срока службы газоконденсатных скважин требуется большая компрессорная мощность. В связи с этим в III квартале 2019 г. было принято решение о расширении системы низкого давления в срок до октября 2020 года.

Привлекательность инфраструктурных активов

В основе стратегии Группы лежит создание стоимости для заинтересованных сторон за счет коммерциализации потенциала инфраструктурных активов Группы с акцентом на загрузку свободных мощностей давальческим сырьем. Первым шагом на пути к данной цели стало заключение в 2018 году юридически обязывающих соглашений о давальческой переработке углеводородов, поставляемых ТОО «Урал Ойл энд Газ» с Рожковского месторождения, которое находится менее чем в 20 км от Чинаревского. ТОО «Урал Ойл энд Газ» профинансирует подключение действующих скважин на Рожковском месторождении к инфраструктуре на лицензионном участке ТОО «Жаикмунай», после чего ТОО «Жаикмунай» будет осуществлять переработку всех добываемых на этом месторождении углеводородов. Участниками ТОО «Урал Ойл энд Газ» являются компании АО «КазМунайГаз» (50%), Sinorec (27,5%) и MOL Group (22,5%).

Коммерческие условия состоят из двух частей. В первую часть входит вознаграждение за стабилизацию жидкого конденсата, которое составит 8 долл. США за баррель, а во вторую — покупка сырого газа у ТОО «Урал Ойл энд Газ» по цене, подлежащей согласованию в пункте доставки на объект Nostrum.

Рожковское месторождение

Рожковское подсолевое газоконденсатное месторождение было открыто ТОО «Урал Ойл энд Газ» в 2008 году на Федоровском разведочном блоке. Геологическое строение этого месторождения во многом совпадает с Чинаревским месторождением, расположенным примерно на 20 км к северу. Наличие газового конденсата в первичном коллекторе турнейских отложений (нижний карбон) показали все девять поисково-оценочных скважин, пробуренных ТОО «Урал Ойл энд Газ». Турнейский ярус состоит из мелководно-морских известняков, залегающих на глубине 4 200—4 600 м. Бобриковский горизонт (нижний карбон) также содержит газоконденсат. В 2014 году было объявлено об обнаружении нефти в башкирском ярусе (верхний карбон). В апреле 2015 года ТОО «Урал Ойл энд Газ» подписало контракт на эксплуатацию Рожковского месторождения сроком на 25 лет, демонстрируя серьезность своих намерений в отношении данного лицензионного участка.

Дополнительные объемы переработки давальческого сырья

ТОО «Жаикмунай» стремится к заключению новых соглашений о переработке давальческого сырья для загрузки свободных газоподготовительных мощностей. Ведется работа с контрагентами по обеспечению долгосрочных поставок сырого газа, переработка которого принесет ТОО «Жаикмунай» существенную выручку. Без увеличения объема переработки давальческого сырья погашение или рефинансирование долговых обязательств ТОО «Жаикмунай» представляется затруднительным.



ОТВЕТСТВЕННОЕ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ

Ответственное ведение деятельности

Наш подход к устойчивому развитию

Nostrum придерживается ответственного подхода к ведению своей деятельности, уделяя особое внимание безопасности своих сотрудников и подрядчиков, а также защите окружающей среды.

В основе безопасности лежит личная и коллективная ответственность всех участвующих сторон. В своей работе Компания последовательно придерживается высоких стандартов в области техники безопасности, охраны труда и минимизации негативного воздействия нашей деятельности на окружающую среду. Мы убеждены, что всем работникам и иным лицам должна быть гарантирована безопасность при выполнении обязанностей или нахождении на объектах Компании.

Безопасность — ключевой приоритет нашей деятельности. Наши месторождения располагаются вдали от населенных пунктов. Это значит, что строгое соблюдение правил техники безопасности здесь жизненно необходимо, а охрана жизни и здоровья наших работников является первоочередной задачей. Nostrum придерживается международных норм в области ОТ, ТБ и ООС и стремится обеспечить соблюдение требований по охране здоровья и безопасности труда согласно стандартам ISO 14001, ISO 50001 и ISO 45001.

Важным шагом в 2019 году стало создание Комитета Совета директоров Nostrum по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. В отчетном году комитет, сфера деятельности которого охватывает пять ключевых аспектов ОКП, ОТ, ТБ и ООС, лежащих в основе нашего подхода к устойчивому развитию, подготовил для Компании новую редакцию «Золотых правил безопасности труда».

Приоритеты устойчивого развития

- Охрана труда и техника безопасности
- Наш персонал
- Защита окружающей среды
- Социальная ответственность

ОКП, ОТ, ТБ и ООС

- Лидерство в области ОТ, ТБ и ООС
- Тщательное расследование происшествий
- Идентификация и контроль критических элементов безопасности процессов
- Управление ОТ, ТБ и ООС в подрядных организациях
- Сокращение выбросов парниковых газов

Золотые правила безопасности труда

В 2019 году комитет совместно с высшим руководством Компании разработал новую редакцию «Золотых правил безопасности труда», подчеркнув важность их соблюдения сотрудниками всех уровней. В «Золотых правилах» четко и понятно изложены предписания и запреты в отношении трудовой деятельности, сопряженной с самыми высокими рисками безопасности согласно международной и внутрикорпоративной статистике происшествий Группы. Руководители и лица, ответственные за контроль исполнения обязательств по договорам с подрядчиками, обеспечили доведение «Золотых правил» до всех подразделений Группы, разъяснив их цели, ожидаемый эффект и результаты их применения. Сотрудники, ставшие свидетелями нарушения этих правил или техники безопасности при выполнении работ, могут уведомить об этом своего непосредственного или вышестоящего руководителя с помощью карточек наблюдения за рисками.

Цели ООН в области устойчивого развития

Подход Группы к устойчивому развитию основан на 17 целях в области устойчивого развития («ЦУР»), принятых ООН. ЦУР направлены на борьбу с бедностью, неравенством и изменением климата, а также на защиту окружающей среды. Nostrum рассматривает ЦУР в качестве важного ориентира для определения приоритетных задач Группы в области устойчивого развития и согласует с ними свою бизнес-стратегию.

Подробнее см. на <https://sustainabledevelopment.un.org>.

Охрана труда и техника безопасности

Уделяя пристальное внимание защите жизни и здоровья работников Группы и подрядчиков, мы активно повышаем культуру охраны труда и техники безопасности на рабочем месте. В Группе действуют строгие процедуры и проводится подготовка сотрудников в сферах ОКП, ОТ, ТБ и ООС в соответствии с международными стандартами.

Выполнение плана на 2019 год

Деятельность Группы по ряду направлений сопряжена с потенциально высоким уровнем травматизма. В 2019 году в Группе не было зафиксировано случаев травматизма с потерей трудоспособности. В то же время среди работников подрядных организаций было зафиксировано восемь таких случаев. Все они произошли на территории Республики Казахстан и затронули только мужчин. В рамках действующих в Группе процедур было проведено расследование всех происшествий, установлены их причины и разработаны планы корректирующих мероприятий. Коэффициент тяжести травматизма, коэффициент частоты несчастных случаев со смертельным исходом, коэффициент частоты профессиональных заболеваний, коэффициент потерянных дней, коэффициент отсутствия на рабочем месте, а также количество несчастных случаев на рабочем месте со смертельным исходом, произошедших в ТОО «Жаикмунай», не учитывались отдельно от всех случаев травматизма с потерей трудоспособности и общего количества регистрируемых травм.

Кроме того, проводится работа по повышению безопасности в подрядных организациях.

В настоящее время ведется разработка обновленной системы управления ОТ, ТБ и ООС в подрядных организациях, внедрение которой намечено на 2020 год. В 2019 году Nostrum были разработаны критерии предварительного квалификационного отбора контрагентов и требования в области ОТ, ТБ и ООС, применимые к видам деятельности с низким и высоким уровнем риска. Также в 2019 году были проведены четыре проверки состояния ОТ, ТБ и ООС у подрядчиков и шесть внутренних проверок собственной системы управления ОТ, ТБ и ООС в подрядных организациях, что свидетельствует о стремлении Группы непрерывно совершенствовать свою деятельность в данной сфере. Кроме того, в октябре 2019 г. была организована профильная встреча с участием руководства подрядных организаций, в рамках которой состоялось обсуждение актуальных вопросов в сфере ОТ, ТБ и ООС.

Основные направления работы на 2020 год:

- повышение квалификации специалистов Компании в области ОТ, ТБ и ООС;
- управление показателями ОТ, ТБ и ООС в подрядных организациях;
- оценка и предоставление ресурсов, необходимых для оперативного контроля в сфере ОТ, ТБ и ООС;
- лидерство в сфере ОТ, ТБ и ООС.

Лидерство в сфере ОТ, ТБ и ООС, коммуникации и информирование в области безопасности «Золотые правила» в сфере ОТ, ТБ и ООС

В сентябре 2019 года на всех объектах Группы, а также у всех подрядчиков Компании началась реализация проекта по внедрению «Золотых правил безопасности труда». «Золотые правила» устанавливают основные требования Группы в сфере безопасности труда и основаны на передовой практике компаний мировой нефтегазовой отрасли и анализе статистики происшествий в Группе. В рамках проекта в числе прочего реализованы следующие меры:

- при авторизации в корпоративной ИТ-системе на экране пользователей ежедневно появляется всплывающее окно с оповещением от отдела обеспечения качества продукции, охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды (ОКП, ОТ, ТБ и ООС);
- по итогам расследования происшествий, имевших место в 2019 году, всем сотрудникам по электронной почте рассылались сообщения отдела ОКП, ОТ, ТБ и ООС с соответствующими выводами и рекомендациями;
- для работников на месторождениях регулярно проводятся инструктажи по технике безопасности с целью доведения до их сведения всей необходимой информации;
- отдел ОКП, ОТ, ТБ и ООС ежемесячно отчитывается о показателях в сфере ОТ, ТБ и ООС в целях информирования и повышения уровня ответственности работников за соблюдение соответствующих требований.

Группа не заключала официальных соглашений с профсоюзами по вопросам охраны труда и техники безопасности.

Карточки наблюдения за рисками ОТ, ТБ и ООС

В сентябре 2019 года прошла церемония награждения сотрудников Группы, отличившихся при заполнении карточек наблюдения за рисками. Карточки предназначены для сообщения о потенциально опасных ситуациях на рабочих местах, замечаний относительно фактов соблюдения или несоблюдения требований безопасности

работниками Группы и предложений в сфере ОТ, ТБ и ООС. Группа поощряет активное участие сотрудников в деятельности по выявлению опасных факторов посредством заполнения карточек наблюдения за рисками.

Безопасность процессов

В 2019 году на производственных объектах Nostrum не было зафиксировано случаев нарушения производственной безопасности первого или второго уровня. Согласно определению Американского института нефти к происшествиям первого и второго уровней относится нарушение целостности первичной защитной оболочки, то есть незапланированная или неконтролируемая утечка каких-либо веществ, в том числе нетоксичных и неогнеопасных, в ходе технологического процесса, что приводит к одному или нескольким из нижеследующих последствий:

- потеря трудоспособности, травма и (или) гибель сотрудника, представителя подрядчика или субподрядчика;
- госпитализация и (или) гибель третьего лица;
- официальное объявление об эвакуации населения или требование об укрытии по месту нахождения, в том числе упреждающая эвакуация или упреждающее требование о занятии укрытия по месту нахождения;
- прямой ущерб от пожара или взрыва в размере не менее 100 000 долл. США.

Выбор применимой стратегии технического обслуживания оборудования с учетом его значимости осуществляется исходя из влияния поломки этого оборудования на уровень соответствующего риска. Это дает возможность определять приоритеты технического обслуживания в случае нехватки ресурсов, а также вести отчетность по состоянию критически важных систем.

Важные с точки зрения безопасности элементы — это устройства, оборудование и системы, необходимые для осуществления технологического процесса в пределах безопасной эксплуатации или предназначенные для предотвращения выхода оборудования из строя.

Расследование происшествий

В 2019 году ТОО «Жаикмунай» вело работу над повышением эффективности расследования происшествий за счет привлечения к расследованиям представителей высшего руководства, а также за счет усиления взаимодействия между отделом ОТ, ТБ и ООС и бизнес-функциями. Была введена новая классификация серьезности происшествий по шкале от 1 до 5 с назначением лиц, ответственных за проведение расследований для каждой категории происшествий. За расследование наиболее серьезных происшествий отвечают Главный исполнительный директор и директор по производству Группы, а менее серьезными происшествиями занимается директор по эксплуатации месторождения или руководитель подразделения.

В целях повышения культуры Компании в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС специалисты Британского института охраны труда провели тренинг для 35 профильных специалистов. Ключевым направлением курса стало расследование происшествий, в рамках которого особый акцент был сделан на надлежащем проведении расследований в соответствии с передовой мировой практикой.

Инициативы на 2020 год

- Участие в раскрытии информации в рамках проекта CDP в 2020 году;
- внедрение процедуры управления безопасностью в подрядных организациях с периодическим контролем результатов деятельности подрядчиков в сфере ОТ, ТБ и ООС;
- выработка структурированного и последовательного подхода к отбору подрядчиков с учетом требований к ОТ, ТБ и ООС;
- организация внутреннего обучения и проверки знаний в сфере ОТ, ТБ и ООС для повышения квалификации персонала Компании и подрядных организаций, выполняющих критичные с точки зрения безопасности работы.

Примеры работ:

- эксплуатация системы защитной блокировки LOTO;
- выдача допусков на производство работ;
- работы на высоте;
- работы в замкнутом пространстве.

Процедура наблюдения за рисками

В 2019 году была разработана и внедрена процедура наблюдения за рисками, нацеленная на выявление опасных факторов на рабочем месте. Группа поощряет активное участие собственных сотрудников и работников подрядных организаций в данной процедуре посредством заполнения карточек наблюдения за рисками, которые предназначены для сообщения о потенциально опасных ситуациях на рабочих местах, замечаний относительно фактов соблюдения или несоблюдения требований безопасности работниками и предложений в сфере ОТ, ТБ и ООС.

За 2019 год было подано 216 таких карточек, что позволило Группе принять меры по устранению нарушений в сфере безопасности и повышению эффективности системы ОТ, ТБ и ООС. Проект оказался очень успешным, а участие в ней сотрудников приветствовалось Группой.

Директор по эксплуатации месторождений Иван Вуков поддержал проект личным участием и подал целый ряд карточек наблюдения за рисками с целью оперативного решения имеющихся проблем и повышения безопасности труда. Как руководитель он на личном примере продемонстрировал инициативный и ответственный подход к повышению культуры безопасности в Группе за счет выявления и сообщения сведений о любых нарушениях с целью их полного устранения.

Талгат Жармухамбетов, инженер отдела энергетики, в 2019 году подал 22 карточки наблюдения за рисками. Отдел бурения и буровые подрядчики также использовали карточки для информирования о рисках, что служит еще одним свидетельством поддержки данной системы работниками. Так, Дамиржан Урумбаев, начальник смены установки подготовки нефти, в 2019 году подал 21 карточку наблюдения за рисками.

Наш персонал

Мы гордимся тем, что в ТОО «Жаикмунай» работают сотрудники разного возраста, пола и национальности. Кодекс корпоративного поведения Группы запрещает незаконную дискриминацию сотрудников Группы и подрядных организации по признаку расы, религиозных убеждений, национальной принадлежности, возраста, пола, физических возможностей, сексуальной ориентации и политических взглядов.

Руководство Группой осуществляет амбициозная и опытная команда, состоящая из людей разного возраста, пола и национальной принадлежности. Стремление обеспечить сбалансированный состав кадров всех подразделений является неотъемлемой частью политики Группы.

Структура персонала по полу

Несмотря на успешный пример Совета директоров Nostrum и руководителей департаментов Группы, мы признаем, что в нефтегазовой промышленности баланс кадрового состава, особенно гендерного, остается актуальным вопросом. Мы стремимся стать привлекательным работодателем с инклюзивной средой и равенством возможностей, а также обеспечить более гармоничный гендерный баланс на всех уровнях. В 2018 и 2019 годах для оценки путей достижения этой цели были привлечены представители различных групп интересов. Кроме того, в ноябре 2017 года Группа утвердила корпоративную политику равенства и многообразия. В настоящее время 23,6% персонала ТОО «Жаикмунай» — женщины,

Совет директоров Nostrum признает необходимость дальнейших мер в этой области и обязуется учитывать положительный эффект кадрового баланса при принятии решений о назначениях, обеспечивая в том числе достаточную представленность граждан Казахстана в руководстве Группы. В течение 2019 года Совет директоров Nostrum активно занимался вопросами подготовки кадрового резерва, принимая во внимание вопросы гендерного равенства. В настоящее время женщины занимают 22% должностей уровня руководителя департамента.

Помимо этого, Департамент по работе с персоналом разрабатывает политику продвижения по службе внутри Группы и подготовки кадрового резерва с учетом принципов кадрового баланса на всех уровнях. Мы рады сообщить, что 30% сотрудников, присоединившихся к Группе в 2019 году, — женщины. В 2019 году не было зафиксировано случаев дискриминации в отношении сотрудников ТОО «Жаикмунай».

В 2019 году число сотрудников, ушедших в отпуск по уходу за ребенком, составило 23 человек (1 мужчина и 22 женщин), а число сотрудников, вышедших из отпуска по уходу за ребенком, — 4 человек (1 мужчина и 4 женщин).

Отношения с сотрудниками и социальные гарантии

Nostrum гордится репутацией важного партнера местных сообществ. Группа является одним из крупнейших работодателей Западного Казахстана. Численность персонала составляет 636 человек (479 мужчин и 157 женщин), среди которых — представители более чем 17 стран.

Компания предлагает сотрудникам конкурентоспособный уровень заработной платы и привлекательный социальный пакет в полном соответствии с действующими требованиями и рекомендациями регулирующих органов. Те же стандарты действуют и в отношении временных работников и лиц, работающих на условиях совместительства, во всех применимых случаях. В 2019 году средняя месячная зарплата сотрудников Компании в Казахстане выросла на 12%.

В рамках реализации мер по поддержке гендерного равенства мы планируем также уделить особое внимание разнице зарплат между мужчинами и женщинами. В 2019 году средняя зарплата у работников-мужчин ТОО «Жаикмунай» была на 47,3% выше, чем у работников-женщин, при этом медианная зарплата работников-женщин была на 7,1% ниже. Учет соответствующих данных по отдельным категориям персонала и должностям не проводился.

Обучение и повышение квалификации

Мы убеждены, что инвестиции в персонал важны для расширения экономических возможностей населения на территориях присутствия. Группа ежегодно направляет на соответствующие цели средства в размере 1% от расходов на разработку Чинаревского месторождения согласно условиям соглашения о разделе продукции, а также выполняет обязательства по повышению квалификации сотрудников в соответствии с договорами о недропользовании на месторождениях Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское.

Дополнительное обучение сотрудников, помимо предусмотренного СРП и другими договорами о недропользовании, не проводилось. Помощь сотрудникам, завершившим трудовую деятельность в связи с выходом на пенсию или прекращением трудового договора, не оказывалась.

У наших сотрудников и их детей есть возможность получения образовательных грантов и финансовой

поддержки для обучения в университете или колледже. Образовательные программы и помощь также могут оказываться без целевого назначения.

В 2019 году в программах обучения и повышения квалификации приняли участие 722 сотрудника Nostrum. Общие расходы Группы на образовательные программы в 2019 году составили 2 068 225 долл. США, а общее количество учебных дней — 7 264.

Обучение прошли сотрудники операционных подразделений, руководители департаментов, инженеры и другие специалисты-технологи на разных уровнях организации. Учет среднего количества человеко-часов обучения по полу и категории персонала не проводился.

Наем персонала и текучесть кадров

В 2019 году численность высвободившихся работников Компании составила 206 человек, что стало основным фактором текучести кадров. Численность принятых работников составила 63 человек (11,5%), 30% из которых женщины, а 70% — мужчины.

Взаимодействие с представителями трудового коллектива

В 2018 году Группа заключила коллективные договоры, регулирующие взаимодействие с представителями трудового коллектива, а в 2018 году Nostrum назначил Кристофера Кодрингтона, одного из неисполнительных директоров, ответственным за работу с персоналом.

Совет директоров Nostrum стремится применять передовой опыт управления, в том числе в сфере взаимодействия с представителями трудового коллектива. В частности, Совет заинтересован в том, чтобы знать мнение сотрудников Группы и учитывать его при обсуждении различных вопросов и принятии решений. Процесс взаимодействия между работниками и членами Совета директоров Nostrum обеспечивает возможность услышать голос трудового коллектива, и руководство надеется, что ему удастся собрать широкий спектр мнений работников посредством ряда официальных и неофициальных каналов. Задача таких каналов — помочь сотрудникам поделиться своими идеями и опасениями с высшим руководством и Советом директоров Nostrum. Они обеспечивают получение ценных комментариев о деятельности Группы от ее непосредственных исполнителей, с одной стороны, и помогают вдохновить работников на достижение высоких результатов, с другой. Совет директоров активно призывает персонал сообщать о любых вопросах, вызывающих беспокойство, и предоставляет обратную связь по таким вопросам, включая информацию о мерах, принятых для устранения выявленных недостатков. Такое взаимодействие служит системой раннего оповещения об имеющихся или потенциальных проблемах и помогает Группе в управлении рисками. Совет директоров Nostrum подчеркивает, что сотрудники Группы свободно высказывают свое мнение о ее работе и предложения по оптимизации.

В соответствии с действующим законодательством Группа не обязана уведомлять сотрудников о значительных изменениях в своей деятельности.

Система внутреннего контроля

Система внутреннего контроля Группы направлена на минимизацию рисков и повышение эффективности и включает следующие элементы:

система корпоративного управления, основанная на разделении полномочий и обязанностей на разных уровнях;

регламенты и процедуры в отношении вознаграждения членов Совета директоров, соблюдения нормативно-правовых требований, учета и отчетности, охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, которые подробно изложены в соответствующих разделах настоящего отчета;

обучение персонала и внутренние коммуникации; и

постоянный контроль со стороны высшего руководства и Совета директоров Nostrum за процессами краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного планирования и принятия решений.

Подробная информация о процедурах контроля соблюдения нормативно-правовых требований (включая работу службы взаимодействия с персоналом, являющейся аналогом горячей линии) представлена ниже. В 2019 году внутренние нормы по урегулированию конфликтов интересов и формы контроля соблюдения нормативно-правовых требований не применялись. В 2019 году также не применялись санкции и дисциплинарные меры в рамках системы внутреннего контроля.

Внутренний аудит

Основной задачей службы внутреннего аудита является содействие Совету директоров и руководству Nostrum в обеспечении защиты активов, репутации и устойчивости Группы. Эта задача достигается посредством:

формирования в Группе культуры пристального внимания к рискам;

постоянного совершенствования процессов управления рисками и контроля с целью обеспечения их эффективного функционирования и соответствия передовым практикам; и

обмена передовым опытом в управлении рисками в рамках всей Группы.

Внешний аудит

С 2007 года аудитором ТОО «Жаикмунай» является компания Ernst & Young LLP. Меры, касающиеся идентификации и независимости Ernst & Young LLP, приведены в годовом отчете Nostrum.

Общую ответственность за систему внутреннего контроля Группы несет Совет директоров Nostrum. Подробная информация о мерах внутреннего контроля представлена в отчете Комитета по аудиту при Совете директоров Nostrum, который включен в годовой отчет Nostrum.

Структура и принципы корпоративного управления

ТОО «Жаикмунай» является 100-процентной независимой дочерней компанией Nostrum, акции которой с 2014 года торгуются в премиальном сегменте Лондонской фондовой биржи. Все члены Группы, включая ТОО «Жаикмунай», поддерживают высокие стандарты корпоративного управления и считают это ключевым аспектом в своей деятельности. Неотъемлемой частью корпоративной культуры Nostrum является признание и соблюдение международных стандартов в области защиты прав человека.

Политика Группы

В 2019 году к деятельности Nostrum применялись принципы и положения в сфере корпоративного управления, установленные Кодексом корпоративного управления Великобритании, который был принят Советом по финансовой отчетности Великобритании в июле 2018 года. Совет директоров Nostrum считает, что благодаря выполнению требований Кодекса корпоративного управления Великобритании Группа обеспечивает соблюдение соответствующих норм корпоративной этики.

Ознакомиться с Кодексом можно на официальном сайте Британского совета по финансовой отчетности: www.frc.org.uk.

На протяжении 2019 года Компания в полном объеме соблюдала положения Кодекса корпоративного управления Великобритании в редакции 2018 года за исключением следующих аспектов:

Положение 11

После назначения Каат Ван Геке и Мартина Кокера на должности Главного исполнительного директора и Главного финансового директора Nostrum с 16 декабря 2019 г. и 1 апреля 2020 г. соответственно Совет директоров Nostrum перестал соответствовать критерию независимости не менее половины директоров в своем составе, исключая председателя. Ввиду недавних изменений в функциях ряда директоров и переговоров с держателями облигаций, а также в связи с неопределенностью, вызванной распространением коронавируса COVID-19, Совет директоров Nostrum еще не приступил к поиску дополнительного независимого неисполнительного директора, однако данный вопрос находится на рассмотрении.

Положения 24 и 32

После назначения на должность Главного исполнительного директора Nostrum 16 декабря 2019 г. Каат Ван Геке перестала соответствовать критерию независимости для целей Кодекса корпоративного управления Великобритании, при этом продолжение ее членства в Комитете по аудиту Nostrum и Комитете по вознаграждениям Nostrum противоречило Положениям 24 и 32 Кодекса соответственно.

27 января 2020 г. г-жа Ван Геке вышла из состава Комитета по аудиту Nostrum и Комитета по вознаграждениям Nostrum, после чего для выполнения требований соответствующего положения Кодекса новым членом Комитета по вознаграждениям Nostrum был назначен Мартин Кокер.

Ввиду отсутствия необходимости дополнительные изменения в состав Комитета по аудиту Nostrum не вносились, поскольку после выхода г-жи Ван Геке из комитета в его составе по-прежнему были представлены три независимых неисполнительных директора, что обеспечивает соблюдение требований Кодекса в полном объеме.

После назначения на должность Главного финансового директора Nostrum 1 апреля 2020 г. Мартин Кокер перестал соответствовать критерию независимости директоров для целей Кодекса корпоративного управления Великобритании, следовательно продолжение его членства в Комитете по аудиту Nostrum и Комитете по вознаграждениям Nostrum противоречит Положениям 24 и 32 Кодекса соответственно.

В связи с этим 1 апреля 2020 г. Мартин Кокер сложил с себя обязанности Председателя Комитета по аудиту Nostrum и на эту должность был назначен независимый неисполнительный директор Кристофер Кодрингтон. Таким образом, Компания обеспечила соблюдение требования о том, что председателем комитета по аудиту должен выступать независимый неисполнительный директор. При этом с учетом того, что г-н Кокер будет исполнять обязанности Главного финансового директора Nostrum на временной основе, Совет директоров Nostrum принял решение оставить его в составе Комитета по аудиту и Комитета по вознаграждениям с последующим пересмотром данного вопроса.

Взяточничество, коррупция и внутреннее информирование

Риск взяточничества и коррупции в нефтегазовой индустрии достаточно высок, поэтому в Nostrum реализуется политика противодействия коррупции и взяточничеству, правила которой применяются ко всем сотрудникам Группы и подрядчикам. В рамках реализации политики выполняется ежегодная оценка рисков взяточничества и коррупции; проводится аудит рисков для всех сторон, с которыми сотрудничает Группа; в контракты включаются соответствующие положения, призванные предотвратить случаи нарушений; организуется обучение сотрудников по противодействию взяточничеству и коррупции. Кроме того, согласно Кодексу корпоративного поведения, сотрудникам Группы и всем, кто ведет профессиональную деятельность от имени Группы, категорически запрещается осуществлять акты взяточничества или коррупции в любых формах. Риски, связанные с коррупцией, оцениваются на уровне всей Группы (не на уровне отдельных подразделений). В 2019 году подтвержденных случаев коррупции не выявлено. Обучение сотрудников правилам противодействия коррупции в 2019 году не проводилось.

Политика по защите прав человека

В 2019 году в целях соответствия Nostrum передовому отраслевому опыту в Группе была разработана и внедрена Политика по защите прав человека. Обучение по этой политике в 2019 году не проводилось.

Она дополнит Кодекс корпоративного поведения (далее — «Кодекс»), который определяет принципы ведения бизнеса и содержит неисчерпывающий перечень стандартов поведения, соблюдения которых Nostrum ожидает от своих сотрудников. Эти принципы включают положения в отношении защиты прав человека и равенства кадровых возможностей, а также инсайдерских сделок и инсайдерской информации.

Кодекс доступен для ознакомления на внутреннем сайте Группы на русском и английском языках, а также для скачивания на веб-сайте: www.nog.co.uk.

Закон о современном рабстве

По имеющимся у Nostrum сведениям, в Группе (и у ее поставщиков) нет подразделений, в которых отмечался бы значительный риск использования детского либо принудительного труда или привлечения лиц младшего возраста к выполнению опасных работ.

Типовые договоры поставки Группы предусматривают право Группы требовать от поставщиков доказательства соблюдения положений Кодекса, а также ответственность поставщиков за соблюдение указанных положений всеми участниками цепочки поставок.

С текстом Заявления о мерах предотвращения рабства и торговли людьми можно ознакомиться на нашем веб-сайте: www.nog.co.uk.

Политика внутреннего информирования

В Nostrum действует Политика внутреннего информирования, которая учитывает Свод правил внутреннего информирования, выпущенный Британским институтом стандартов и Организацией Общественного интереса в сфере труда. Политика применяется ко всем лицам, работающим в Группе на всех уровнях и на любых должностях.

Для обращений персонала в данной политике представлены контактные данные трех сотрудников по вопросам ее соблюдения, владеющих различными иностранными языками. Кодекс корпоративного поведения содержит отсылку к Политике внутреннего информирования, а лицу, которое добросовестно сообщит о любой ситуации, гарантируется защита от любых преследований.

Текст политики доступен на русском и английском языках на веб-сайте Группы. На момент подготовки данного отчета мы не получали обращений в соответствии с Политикой внутреннего информирования о принудительном или недобровольном труде либо торговле людьми в связи с деятельностью Компании или ее поставщиков. Более подробная информация представлена на нашем веб-сайте: www.nog.co.uk.

В рамках Политики внутреннего информирования в 2019 году было получено одно анонимное обращение, которое было рассмотрено Группой в установленном порядке. В ходе проведенного расследования было установлено, что обращение не имело под собой реальных оснований.

Предотвращение уклонения от уплаты налогов

После принятия в Великобритании новых правил в рамках закона «О криминальных финансах» от 2017 года Совет директоров Nostrum в 2018 году принял новую Политику предотвращения уклонения от уплаты налогов, применимую ко всем структурам Группы и ассоциированным лицам. В связи с подготовкой политики Nostrum провел специальную независимую оценку рисков и включил ее результаты в соответствующие разделы политики.

Соблюдение иных норм

В 2019 году в отношении Группы не выносились решения о наложении существенных штрафов или применении иных санкций.

Ответственность производителя

В 2019 году Группа не являлась стороной разбирательств, касающихся ответственности производителя.

План обеспечения сбалансированного гендерного состава

План предусматривает выработку КПЭ для кадровой службы с целью улучшения показателей гендерного баланса на всех уровнях. Цель Компании — выйти на ведущие позиции с точки зрения гендерного состава путем увеличения числа женщин на позициях всех уровней. По состоянию на конец 2019 года в ТОО «Жаикмунай» работало 75,3% мужчин и 24,7% женщин. Мы планируем, что к концу 2022 года в Компании будет работать 75% мужчин и 25% женщин.

Структура персонала ТОО «Жаикмунай» по возрасту (%)



Для этого принимаются следующие меры:

- включение задач по обеспечению сбалансированного гендерного состава в число стратегических приоритетов Компании;
- проведение консультаций со специалистами по выработке программ в данной сфере;
- проведение гендерного аудита с целью оценки реализации принципов гендерного равенства на уровне политики, процедур, бюджетов и т. д.;
- выявление перспективных специалистов среди сотрудниц Компании: в рамках этого начинания уже запущена соответствующая программа планирования кадрового резерва;
- содействие политике подбора кадров, в рамках которой мужчинам и женщинам предоставляются равные возможности;
- анализ разницы в оплате труда мужчин и женщин с целью выявления основных путей ее преодоления.

Социальная ответственность

ТОО «Жаикмунай» гордится репутацией важного партнера местных сообществ и стремится поддерживать культуру открытого взаимодействия с заинтересованными сторонами на территориях присутствия. Мы рады возможности оказывать социальную и финансовую поддержку местным жителям, содействуя повышению их уровня жизни.

Основные инициативы 2019 года

Компания участвует в финансировании развития социальной инфраструктуры и общественных проектов на территориях своего присутствия. В 2019 году основные проекты включали:

- выделение 118 416 долл. США на покупку оборудования и мебели для передачи 20 региональным среднеобразовательным школам, в том числе покупку автобуса для школы в Белесском сельском округе;
- финансирование ремонта школ в селах Январцево и Сулуколь;
- оказание команде биатлонистов Зеленовского района помощи в форме покупки спортивного инвентаря.

Кроме того, в 2019 году нами была оказана помощь 22 местным жителям и общественным объединениям, в том числе:

- помощь в проведении праздничных мероприятий в селах Январцево, Белес и Сулуколь, включая мероприятие, организованное группой по поддержке людей с ограниченными возможностями;
- финансирование участия школьника из Белеса в международном турнире по каратэ, на котором он завоевал серебряную медаль;
- поддержка культурных мероприятий, в том числе конкурса песни и фотовыставки;
- оказание спонсорской поддержки международному турниру по бадминтону Condensate Apacs Kazakhstan International Series;
- финансовая помощь в лечении местных жителей;
- улучшение местной инфраструктуры, в том числе уличного освещения, водо- и газоснабжения;
- оказание материальной помощи ветеранам Великой Отечественной войны в День Победы и реставрация аллеи славы нефтяников и газовиков в ознаменование 120-й годовщины нефтегазовой отрасли Казахстана;
- финансирование отдыха в летнем лагере для детей, пострадавших в результате взрыва в городе Арысе.

Кроме того, ТОО «Жаикмунай» на постоянной основе, а также в случае необходимости оказывает поддержку сельским жителям, предоставляя специальное оборудование при чрезвычайных ситуациях в сельской местности — при обильных снегопадах или при выходе из строя объектов инфраструктуры, а также обеспечивает транспорт для экскурсий сельских детей по расположенным в регионе историческим достопримечательностям.

Выплаты в пользу государственных органов

ТОО «Жаикмунай» стремится обеспечивать прозрачность в вопросах ведения бизнеса и выплат в пользу государственных органов. Группа разработала официальную процедуру взаимодействия с местными сообществами и государственными органами, регулиующую порядок и методы работы с различными группами заинтересованных лиц.

В 2019 году выплаты ТОО «Жаикмунай» в пользу государственных органов составили 36 709 841 долл. США. Информация о выплатах в пользу государственных органов за 2020 год будет опубликована в первом полугодии 2021 года. Более подробная информация представлена в разделе «Корпоративное управление» на веб-сайте Группы.

Взносы в ликвидационный фонд

Согласно условиям СРП Чинаревского месторождения и договоров о недропользовании по месторождениям Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское, ТОО «Жаикмунай» обязуется создать ликвидационные фонды в размере 23 млн долл. США для устранения последствий операционной деятельности, а именно для консервации и ликвидации пробуренных скважин, а также для ликвидации прочих объектов. После подготовки планы ликвидации подлежат одобрению Группой, местным сообществом и правительством. По состоянию на конец 2019 года сумма денежных средств, размещенных на специальном депозите для создания ликвидационного фонда, составила 7,6 млн долл. США (в 2018 году — 7,02 млн долл. США).

Сотрудничество с местными поставщиками

Мы стремимся сотрудничать с местными компаниями: в 2019 году 62% всего бюджета закупок Компании пришлось на договоры с казахстанскими поставщиками.

Трудовые отношения

В отчетном периоде в отношении ТОО «Жаикмунай» была подана одна жалоба в связи с нарушением трудового законодательства, решение по которой было принято в пользу работника. Подробная информация о

действующей в Группе системе подачи жалоб представлена на с. 36.

Зима 2018—2019 годов выдалась в Казахстане очень холодной, а осадки, выпавшие за короткий промежуток времени, превысили среднегодовую норму. В результате этого почти все населенные пункты, расположенные в Январцевском и Сулукольском сельских округах, вблизи разрабатываемого Компанией месторождения, оказались отрезанными от региональных магистралей. Запасы продовольствия в местных магазинах заканчивались, а снегоуборочная техника коммунальных служб не справлялась с объемами работ даже основных транспортных артериях, не говоря уже о дорогах местного значения. Несмотря на то, что погодные условия затронули и деятельность на месторождении Компании, ТОО «Жаикмунай» оказало помощь близлежащим селам, предоставив технику для расчистки снега на дорогах, ведущих в Сулуколь, Январцево, Кирсаново, Чинарево и другие села. Позже, с приходом весны, мы также оказали помощь, предоставив технику для удаления талой воды, чтобы предотвратить затопление жилых и административных зданий. В общей сложности было задействовано восемь единиц специализированной техники, отработавшей более 480 машино-часов.

Компания участвует в финансировании развития социальной инфраструктуры и общественных проектов на территориях своего присутствия.

Защита окружающей среды

В своей работе ТОО «Жаикмунай» придерживается ответственного подхода к ведению деятельности с целью минимизации ее негативного воздействия на окружающую среду. Компания строго соблюдает требования международного природоохранного законодательства и активно работает над реализацией программ по снижению выбросов парниковых газов.

Сведения об участии в проекте CDP

Наши основные цели в области охраны окружающей среды в 2019 году включали участие в проекте CDP (проект по раскрытию информации о выбросах углерода, ранее известный как Carbon Disclosure Project), который является одним из основных способов раскрытия компаниями информации о воздействии на окружающую среду и управлении рисками, а также дальнейшее развитие стратегических инициатив по снижению выбросов парниковых газов.

Наш ответ на опрос CDP прошел независимую проверку, и мы рады отметить, что Nostrum получил оценку «С» в первый же год участия в проекте. Это свидетельствует о том, что регламенты и процедуры, разработанные Группой в последние годы, позволяют ей принимать участие в решении проблемы изменения климата сейчас и в будущем. Мы продолжим участие в проекте CDP с целью поддержания открытого диалога по этому важному вопросу как внутри Группы, так и за ее пределами.

Соблюдение законодательных требований

Для оценки влияния на окружающую среду Nostrum привлекает независимого аудитора. В 2019 году проверку соответствия деятельности Компании требованиям в сфере ОТ, ТБ и ООС и подготовку годового отчета о содержании, методах и результатах реализации экологических инициатив Nostrum осуществляла компания АМЕС. По результатам проверки компания АМЕС не выявила случаев несоблюдения требований законодательства Республики Казахстан или каких-либо иных существенных фактов, связанных с охраной окружающей среды. Основные выводы АМЕС по результатам проверки в 2019 году:

- в Группе разработана и действует система управления ОТ, ТБ и ООС;
- высокая культура безопасности подкрепляется профессиональным руководством и эффективными процессами в области ОТ, ТБ и ООС;
- Группе следует уделить особое внимание обучению руководящих кадров методам управления изменениями, а также организации системы допусков к производству работ и оценки рисков с целью улучшения общих показателей в сфере ОТ, ТБ и ООС.

Управление отходами, водными ресурсами и почвами

Воздействие операционной деятельности ТОО «Жаикмунай» на окружающую среду отслеживается с помощью тщательно разработанных систем управления отходами, водными ресурсами и почвами. Компания на регулярной основе производит забор проб воздуха, почвы и грунтовых вод для проведения дальнейших лабораторных исследований в целях соблюдения санитарно-эпидемиологических норм Республики Казахстан.

В 2019 году 100% буровых отходов были утилизированы сторонним подрядчиком. Исследования образцов почвы и воды подтвердили соответствие всем нормам действующего законодательства.

Более подробная информация представлена на сайте www.nog.co.uk.

Меры по снижению выбросов парниковых газов и раскрытие соответствующей информации

ТОО «Жаикмунай» продолжает инвестировать в новые технологии с целью минимизировать выбросы парниковых газов. Группа осуществляет свою деятельность в строгом соответствии с нормативно-правовыми требованиями Великобритании и Казахстана в отношении выбросов парниковых газов, а также обеспечивает мониторинг выбросов и раскрытие соответствующей информации с 2011 года. В 2019 году в соответствии с нашей политикой сокращения выбросов и с целью обеспечения прозрачности нашей деятельности в этой области мы приняли участие в проекте CDP.

Поскольку Группа имеет двойной листинг, она обязана соблюдать требования законодательства Великобритании о раскрытии информации по выбросам парниковых газов, как предусмотрено Положениями (Стратегический отчет и Отчет директоров) от 2013 года Закона Великобритании о компаниях 2006 года, которые требуют раскрытия всех источников выбросов. Отчетный период Группы по выбросам парниковых газов совпадает с периодом, за который готовится Отчет директоров Nostrum. Группа не несет ответственности за источники выбросов, не включенные в консолидированную финансовую отчетность. Формат предоставления результатов учета выбросов соответствует Протоколу выбросов парниковых газов.

Дополнительная квота

В соответствии с национальным планом на 2018—2020 годы ТОО «Жаикмунай» была предоставлена квота на выброс 627 174 тонн CO₂. В 2019 году Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики

Казахстан выдало дополнительную квоту на выброс 103 650 тонн CO₂ по введенному в эксплуатацию объекту, который первоначально не был включен в национальный план. На конец 2019 года неиспользованный остаток квоты на выброс парниковых газов составлял 272 930 тонн.

Аудит энергоэффективности

По результатам аудита энергоэффективности, проведенного в 2019 году, были определены следующие меры по экономии энергии:

- использование отработанного газа для нагрева системы горячего масла линий № 1 и № 2 УПГ-1 и 2;
- использование отработанного газа для нагрева горячих масел для регенерации амина на УПГ-1 и 2;
- установка пульта управления на водонагревательные котлы;
- теплоизоляция трубопроводов;
- строительство ЛЭП на 110 кВ.

Инициативы по дальнейшему снижению выбросов парниковых газов

- Оптимизация эксплуатации объектов, корректировка графика работ и технического обслуживания с учетом снижения подачи на входе, сокращения потребления топливного газа и объемов, сжигаемых на факелах, в зависимости от сценария эксплуатации УПГ в 2020 году.
- Совершенствование системы контроля выбросов: создание системы ежемесячного контроля, сокращение выбросов на 5—10%.
- Использование при бурении скважин энергии ГТЭС мощностью 26 мВт.

Риски изменения климата

Nostrum признает, что значительная доля выбросов парниковых газов приходится на разведывательную и добывающую деятельность, и подтверждает, что несет ответственность за участие в решении проблемы глобального изменения климата. В 2019 году одной из наших ключевых целей в сфере КСО была минимизация воздействия нашей деятельности на изменение климата. Она остается ключевой целью для Nostrum и сейчас. В отчетном году мы привлекли внешнего подрядчика для оценки влияния экологических факторов на работу Nostrum и раскрытия соответствующей информации. Мы надеемся, что этот шаг станет важной частью долгосрочной работы в области противодействия климатическим изменениям.

Климатические изменения могут иметь негативные последствия для деятельности Группы. К таким последствиям можно отнести сбои в операционной деятельности из-за резкой смены погодных условий, введение новых законодательных и иных требований, появление новых технологий по снижению выбросов и изменение спроса на энергетических рынках. В ближайшее время мы планируем уделять больше внимания изучению влияния климатических изменений на нашу деятельность, в том числе путем тестирования устойчивости нашего портфеля активов. В 2020 году изменение климата остается в списке основных рисков Группы.

Выбросы парниковых газов

В соответствии с планом за максимальный допустимый уровень выбросов в 2019 году принимался средний общий объем выбросов за 2013—2014 годы (в эквиваленте выбросов углекислого газа). С учетом установленного лимита выбросы парниковых газов в 2019 году не должны превышать базовый уровень. Были выявлены следующие источники прямых выбросов парниковых газов (категория 1): факелы, нагреватели, печи, котельные, газотурбинные установки, электростанции, компрессоры и источники неорганизованных выбросов.

Информация по прямым выбросам парниковых газов (категория 1) по видам газов и источникам выбросов представлена в Таблицах 1 и 2.

Компания не располагает иными доступными для публикации данными по вопросам экологии. В связи с этим дополнительная информация об используемых материалах, товарах и услугах, утилизации отходов, водопользовании, потреблении энергии, энергоэффективности, аварийных и иных временных источниках загрязнения, сбросе сточных вод, выбросах парниковых газов и прочих загрязняющих веществ в атмосферу, защите окружающей среды и биологического разнообразия не раскрывается. В 2019 году на Группу не налагалось штрафов или иных санкций за несоблюдение природоохранных требований.

Таблица 1: Категория 1. Выбросы парниковых газов по видам газов (т в эквиваленте CO₂)

	2015	2016	2017	2018	2019
Двуокись углерода	208466,2	195453,3	242275,6	244379,2	213520
Метан	13919,8	10817,0	10723,4	8436,3	8429
Оксид азота	126,2	1045,7	1305,4	1303,5	1034
Гидрофторуг	34,0	33,6	27,6	36,6	24

пероды					
Итого	222546,2	207349,6	254331,9	254155,6	223008

Структура выбросов парниковых газов представлена в Таблице 1. В составе выбросов отмечено преобладание двуокиси углерода и метана.

Таблица 2: Категория 1. Выбросы парниковых газов по видам источников (т в эквиваленте CO₂)

	2015	2016	2017	2018	2019
Стационарные источники	205701,9	195576,1	243001,1	245362,4	214536
Мобильные источники	1498,2	757,9	434,9	104,9	89
Неорганизованные источники	15346,1	11015,6	10896,0	8535,8	8359
Итого	222546,2	207349,6	254332,0	254003,2	223008

Основная часть выделяемых парниковых газов приходится на стационарные источники. Снижение объема выбросов от мобильных источников связано с тем, что большая часть транспортных средств была передана в управление транспортной компании.

Непрямые выбросы парниковых газов (категория 2)

ТОО «Жаикмунай» не использует пар, тепло или холод от внешних поставщиков. Единственным источником непрямых выбросов парниковых газов является электричество, поставляемое на предприятия Nostrum по распределительной сети Зеленовского района (АО «ЗапКазРЭК») через дочернюю компанию ТОО «Батыс Энергоресурсы». Региональный коэффициент выбросов (0,27086 т CO₂/МВт·ч) рассчитан согласно Методическим указаниям по расчету выбросов парниковых газов от тепловых электростанций и котельных (Астана, 2010 год) и региональному чистому температурному КПД уральских тепловых электростанций, работающих на газе (73,3%).

Сводная информация по всем прямым и косвенным выбросам парниковых газов (категория 1 и категория 2) с указанием совокупного объема выбросов представлена в Таблице 3.

Таблица 3: Выбросы категории 1 и категории 2 и совокупный объем выбросов (т в эквиваленте CO₂)

	2015	2016	2017	2018	2019
Прямые, при генерировании энергии (категория 1)	222546	207350	254332	254156	223008
Непрямые, при генерировании энергии (категория 2)	5482	2263	640	559	297
Итого	228029	209613	254972	254714,8	223305

Коэффициент интенсивности выбросов

Показатели интенсивности выбросов (тонн CO² на тонну продукции) соответствуют уровню, рекомендованному для компаний нефтегазового сектора согласно Приложению F Рекомендаций по отчетности в сфере охраны окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства Великобритании от 2013 года. Принимая во внимание ассортимент продукции Nostrum Oil & Gas (сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ), коэффициент интенсивности представлен в метрических тоннах эквивалента CO₂ (мт CO₂) на тонну нефтяного эквивалента (млн бнэ).

В Таблице 4 представлены показатели интенсивности для всех выбросов (категория 1 и категория 2) за 2015—2019 годы.

Таблица 4: Интенсивность выбросов парниковых газов

	2015	2016	2017	2018	2019
Объем добычи (тнэ)	2152421	2156171	2088917	1878026	1520928
т CO ₂ /тнэ	0,106	0,097	0,122	0,136	0,1
Объем добычи (млн бнэ)	14,743	14,768	14,300	12,9	10
т CO ₂ /млн бнэ	15467	14193	17820	19801,8	21434

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Управление рисками

Группа постоянно совершенствует основные аспекты системы управления рисками, которые могут повлиять на достижение ее стратегических целей, с учетом передовой практики в сфере управления, мониторинга и ведения отчетности по рискам и с соблюдением применимых нормативно-правовых требований.

Система управления рисками

Согласно Кодексу корпоративного управления Великобритании в задачи Совета директоров Nostrum входит определение характера и вероятности возникновения основных рисков, которые Группа готова принять на себя для достижения стратегических целей. Совет директоров Nostrum обязан обеспечить эффективность и надежность функционирования системы управления рисками и внутреннего контроля.

Совет директоров Nostrum, работая при поддержке Комитета по аудиту и высшего исполнительного руководства, несет ответственность перед акционерами за управление рисками и внутренний контроль, в том числе за определение типов и вероятности возникновения основных принимаемых рисков, а также за обеспечение надлежащей информированности сотрудников Группы в отношении рисков.

В настоящее время Группа проводит работу по формализации функций и обязанностей в сфере управления рисками в соответствии с моделью «Трех линий защиты» (см. схему ниже). Согласно указанной модели Совет директоров и высшее руководство Nostrum являются центральными элементами системы управления рисками и осуществляют координацию трех линий защиты, к которым относятся:

- руководители бизнес-функций;
- функции по контролю за рисками и соблюдением нормативно-правовых требований; и
- внутренний аудит.

Работа по управлению рисками ведется в рамках комплекса скоординированных мер, охватывающих все этапы, от выявления рисков до анализа эффективности системы управления рисками, как показано ниже.

Помимо основных рисков и факторов неопределенности, управление и контроль в отношении которых осуществляются на уровне Совета директоров, на уровне высшего руководства Группы также проводится работа с рисками директоров, которая включает выявление рисков, управление ими и составление отчетности. Риски, возникающие в связи с деятельностью отдельных бизнес-функций Группы, классифицируются как риски бизнес-функций. Ответственность за общее управление рисками бизнес-функций несут представители высшего исполнительного руководства, курирующие соответствующее направление деятельности Группы, при этом оперативное управление соответствующими рисками возлагается на руководителей бизнес-функций. Все выявленные риски распределяются по следующим категориям: стратегические, операционные, финансовые, риски несоблюдения требований и прочие.

На основе анализа и обсуждения данной классификации высшее руководство и Совет директоров Nostrum регулярно пересматривают ранее выявленные основные риски, вероятность их возникновения и возможные негативные последствия, а также определяют дополнительные риски, которые могут возникнуть в результате изменения условий деятельности Группы. Более подробная информация об основных рисках представлена в разделе «Основные риски и факторы неопределенности».

В 2019 году процессы управления рисками и внутреннего контроля соответствовали требованиям Кодекса корпоративного управления Великобритании и рекомендациям Совета по финансовой отчетности Великобритании в отношении управления рисками, внутреннего контроля и соответствующей финансовой и корпоративной отчетности, выпущенным в сентябре 2014 года.

Вопросы охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления (ESG)

Вопросы охраны окружающей среды (ООС), социальной ответственности и корпоративного управления (ESG) занимают важное место в системе управления рисками и внутреннего контроля Группы. Совет директоров Nostrum осознает их значимость и регулярно оценивает работу в этой сфере на соответствие нормативно-правовым требованиям и действующим стандартам. Выявленные риски в сфере ООС, социальной ответственности и корпоративного управления и меры по их минимизации включены в описание операционных и прочих рисков в разделе «Основные риски и факторы неопределенности» на следующей странице.

Члены Совета директоров Nostrum имеют доступ ко всей информации, необходимой для управления рисками в сфере ESG. Высшее исполнительное руководство отвечает за мониторинг эффективного функционирования систем управления и внутреннего контроля в отношении рисков энергетической безопасности и прочих вопросов, относящихся к сфере ESG.

Изменения относительно предыдущего года

В 2019 году основные риски и факторы неопределенности, находящиеся под управлением и контролем Совета директоров Nostrum и высшего руководства, а также уровни их оценки не претерпели значительных изменений относительно предыдущего года.

Система управления рисками

Совет директоров Nostrum осуществляет надзор за проектированием и внедрением систем управления рисками и внутреннего контроля, отвечает за управление основными рисками и подготовку докладов по ним.

Высшее руководство оказывает поддержку Совету директоров Nostrum в выполнении его надзорно-контрольных функций и отвечает за управление рисками директоров и подготовку отчетности по таким рискам.

1-я линия защиты охватывает руководителей бизнес-функций, которые отвечают за принятие операционных рисков в своих соответствующих функциональных областях и управление ими.

2-я линия защиты охватывает подразделения, осуществляющие функции общего надзора и отвечающие за обеспечение эффективного управления рисками.

3-я линия защиты представлена службой внутреннего аудита, которая осуществляет независимую оценку эффективности систем управления рисками и внутреннего контроля.

ОСНОВНЫЕ РИСКИ И ФАКТОРЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Основные риски и факторы неопределенности

Описание риска

Управление рисками

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ

Изменение условий деятельности и рыночной конъюнктуры

На деятельность Группы влияют не зависящие от нее риски изменения рыночной конъюнктуры и условий деятельности. К таким рискам относятся:

1. волатильность рыночных цен на сырьевые товары;
2. геополитическая и иная ситуация в регионах присутствия Группы; и
3. колебания курсов валют.

Поскольку цена на реализуемые Группой продукты прямо или косвенно зависит от мировых рыночных цен, колебания нефтяных котировок могут негативно отразиться на будущей прибыли Группы. Стоимость нефти меняется под влиянием ряда факторов, таких как действия ОПЕК, политические события и фундаментальные показатели спроса и предложения. Подтверждением этому могут служить недавние действия стран — участниц ОПЕК, которые на фоне снижения спроса на нефть и газ вследствие мер по борьбе с распространением коронавирусной инфекции привели к существенному падению котировок нефти марки Brent относительно начала года. Еще одним фактором роста волатильности цен может стать пандемия COVID-19, продолжающая негативно влиять на мировой спрос на нефть и газ. Кроме того, органы власти, предположительно действующие на основании законодательства Казахстана, могут обязать ТОО «Жаикмунай» продавать газ на внутреннем рынке по ценам, определенным Правительством Казахстана, которые могут быть существенно занижены.

Выход Великобритании из Евросоюза не повлек за собой существенных рисков, непосредственно влияющих на стратегию и бизнес-модель Группы.

Сухой газ преимущественно реализуется Группой в рамках контракта с привязкой к экспортным ценам. Как правило, эти цены значительно выше тех, что устанавливаются на внутреннем рынке. Ранее добываемая ТОО «Жаикмунай» нефть поставлялась в железнодорожных цистернах, однако в 2017 году ТОО «Жаикмунай» расширило свои возможности транспортировки, подключившись к международному экспортному трубопроводу.

Для снижения рисков, связанных с геополитической и иной ситуацией и поставками, Группа укрепляет отношения с покупателями, заключая долгосрочные договоры гарантированной закупки, и рассматривает возможности расширения географии продаж.

Финансовая политика Группы предусматривает меры, необходимые для продолжения деятельности в условиях длительного периода низких цен на нефть. Кроме того, высшее руководство Группы постоянно контролирует риски, связанные с колебаниями курсов валют, и планирует деятельность с их учетом.

В силу неопределенности, связанной с конъюнктурой низких цен на нефть, Группа принимает взвешенные меры по снижению рисков, которые могут быть реализованы в необходимые сроки с тем, чтобы поддержать уровень ликвидности. Такие меры включают отказ от выполнения неподтвержденных обязательств по капитальным затратам, если он не влечет ущерб для достижения прогнозных показателей по добыче в период, охватываемый оценкой допущения о непрерывности деятельности, а также поиск способов дополнительного сокращения операционных, общих и административных расходов. Кроме того, 31 марта 2020 г. Группа объявила о намерении провести переговоры с держателями облигаций по вопросу возможной реструктуризации облигационных обязательств. Группа намеревается согласовать изменение условий погашения обязательств, предусмотренных облигационными займами, с вступлением таких изменений в силу в период, рассматриваемый в модели оценки непрерывности деятельности. В настоящий момент Группа выбирает финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Мы надеемся, что нам удастся прийти к консенсусу с нашими акционерами и держателями облигаций. Тем не менее предугадать исход переговоров не представляется

Стратегические инициативы в области развития

Деятельность ТОО «Жаикмунай» на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении остается единственным источником дохода Группы, в связи с чем возникает высокий риск несоответствия результатов Группы ожиданиям акционеров — например, в случае стихийных бедствий, повреждения оборудования в результате аварий, кризиса или иных политических событий (более подробная информация приведена ниже). Одним из способов снижения этого риска и вместе с тем получения дополнительной выгоды от более широкого использования имеющихся мощностей, технологических и кадровых ресурсов Группа считает диверсификацию источников сырья.

Стратегические инициативы по диверсификации источников сырья подвержены стандартными рисками, связанным с деятельностью контрагентов: нарушением сроков выполнения работ и неготовностью объектов, что может повлиять на будущие объемы добычи и результаты Группы.

Кроме того, стратегические инициативы и ряд других направлений текущей деятельности Группы могут повлечь за собой риски несоответствия условий сделок со связанными сторонами рыночным условиям, а также сопутствующие риски, имеющие отношение к раскрытию информации о таких сделках.

В декабре 2018 года ТОО «Жаикмунай» объявило о завершении механомонтажных работ и начале пусконаладочных работ на установке. В октябре 2019 года ТОО «Жаикмунай» объявило о завершении технического ввода в эксплуатацию УПГ-3.

Сроки, объемы и результаты выполнения программы бурения постоянно контролируются высшим руководством и Советом директоров Nostrum с учетом текущих цен на нефть. Детальная программа бурения утверждается высшим руководством для каждой скважины и служит ориентиром при отражении расходов и результатов в отчетности. Для контроля эффективности управления рисками в сфере проектов стратегического развития используется следующий КПЭ:

- Заключение коммерческих соглашений на переработку углеводородного сырья, аналогичных соглашениям с ТОО «Урал Ойл энд Газ» от 2018 года. Более подробная информация представлена в разделе «Стратегия» на с. 19.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ**Запасы нефти и газа и производственные процессы**

Деятельность по оценке запасов, разведке и разработке месторождений, а также добыче нефти и газа несет в себе традиционные для нефтегазовой отрасли риски, которые могут оказать негативное влияние на финансовые показатели Группы и затруднить достижение стратегических целей.

Оценка запасов нефти и газа требует применения суждений с учетом факторов неопределенности и рисков, присущих операциям на нефтегазовых месторождениях. Существуют также риски и факторы неопределенности, связанные с геологической структурой месторождения и выбором методов разработки для максимального увеличения производительности пласта. Таким образом, под воздействием ряда рисков фактические объемы добычи могут отличаться от оценочных и прогнозируемых.

Неэффективное бурение и отсутствие прироста запасов, извлечение которых может быть экономически целесообразным, могут отрицательно сказаться на будущих объемах добычи Группы, которые зависят от результативности бурения.

При осуществлении бурения и капитального ремонта скважин, а также в ходе строительства, эксплуатации и технического обслуживания наземных объектов Группа подвержена различным рискам, включая риски, связанные с возможностью получения требуемых услуг, наличием необходимых технологий, опыта и т. д., которые могут затруднить достижение стратегических целей Группы.

Высококвалифицированные геологи ТОО «Жаикмунай» регулярно оценивают запасы нефти и газа в соответствии с международными стандартами и прогнозируют объемы добычи, используя современные системы оценки ресурсов и рисков в области разведки. Результаты оценки проверяются компанией Ryder Scott, выступающей в качестве независимого консультанта по запасам.

Для бурения и капитального ремонта скважин Группа привлекает высококвалифицированный персонал и ведущих поставщиков услуг. Ход работ контролируется руководством с помощью систем мониторинга затрат и производственных процессов.

Техническое обслуживание скважин и наземных объектов планируется заранее исходя из технических требований. Необходимые подготовительные работы выполняются на высоком уровне, с соблюдением графика и бюджета. Составлен план ликвидации чрезвычайных ситуаций и восстановления работоспособности после стихийных бедствий, регулярно проводятся тренинги и проверки.

Для контроля эффективности управления операционными рисками используются следующие КПЭ:

- Окончание строительства второй системы низкого давления для продления срока службы газоконденсатных скважин
- Достижение максимального времени бесперебойной работы на имеющихся скважинах и производственных объектах

Более подробная информация представлена в разделе «Стратегия» на с. 19.

Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды (ОТ, ТБ и ООС)

Рост и развитие на основе принципов корпоративной социальной ответственности (КСО) — один из стратегических приоритетов Группы. Актуальные вопросы ОТ, ТБ и ООС также входят в число ключевых управляемых рисков. Деятельность Группы сопряжена с рисками в области ОТ, ТБ и ООС, характерными для всей нефтегазовой отрасли. В их число входят риски, связанные со сжиганием газа, управлением отходами, загрязнением окружающей среды, транспортными происшествиями, пожарами и взрывами на объектах. Кроме того, недавние события, связанные с распространением коронавирусной инфекции COVID-19, свидетельствуют о подверженности деятельности Группы риску пандемии.

К последствиям их реализации относятся травмы сотрудников и местного населения, загрязнение

В ТОО «Жаикмунай» сформирован департамент обеспечения качества продукции (ОКП), охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды, состоящий из высококвалифицированных и компетентных специалистов. Соответствующие регламенты периодически пересматриваются с учетом изменений и новых требований в этой сфере. Проводится регулярное обучение сотрудников по вопросам соблюдения регламентов и норм. Кроме того, на стадии отбора поставщиков и заключения контрактов Группа уделяет большое внимание оценке ресурсов контрагентов и их способности выполнять требования Группы в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС. Впоследствии поставщики проверяются экспертами Группы в этой области. Основные показатели, включая выбросы парникового газа, уровень загрязнения воды и почвы, а также данные по управлению отходами и

окружающей среды в районе работ, соответствующие меры со стороны контролирующих органов, юридические обязательства, сбои в ведении обычной хозяйственной деятельности и сопутствующее ухудшение финансовых показателей.

Следует также отметить, что нормативно-правовая база по охране окружающей среды и обеспечению производственной безопасности развита в Казахстане недостаточно и, учитывая часто меняющиеся требования в области экологии, существует вероятность того, что Группа не сможет постоянно обеспечивать полное соответствие таким требованиям.

травмам с потерей трудоспособности вместе с информацией о ходе работ ежемесячно доводятся до сведения высшего руководства.

Группа принимает меры для полного соблюдения стандартов ISO 14001 (Системы экологического менеджмента), ISO 45001 (Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда) и ISO 50001 (Системы энергетического менеджмента). Группа регулярно привлекает независимого аудитора для проверки своей деятельности на соответствие требованиям и передовым стандартам в сфере ОТ, ТБ и ООС. Исходя из его рекомендаций принимаются необходимые меры.

Для повышения эффективности нашей деятельности в данной сфере был сформирован Комитет по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. Группа активно поощряет заполнение сотрудниками карточек наблюдения за рисками. Группа стремится обеспечивать соблюдение стандартов ОТ, ТБ и ООС на уровне других компаний отрасли.

Для контроля эффективности управления в области ОТ, ТБ и ООС используются следующие КПЭ:

- Показатель частоты несчастных случаев с временной потерей трудоспособности (LTIF)
- Общий показатель частоты несчастных случаев на производстве (TRIF)

Более подробная информация о КПЭ представлена на с.22.

РИСКИ В ОБЛАСТИ СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ**Соблюдение условий договоров о недропользовании**

Поскольку ТОО «Жаикмунай» осуществляет разведку и разработку месторождений, а также добычу нефти и газа согласно лицензиям, ТОО «Жаикмунай» несет связанные с этим риски, в частности, риски непродления сроков действия лицензий, несоблюдения лицензионных требований в связи с их неоднозначностью, изменения условий лицензий органами власти и другие. Реализация этих рисков может повлечь за собой невозможность ведения запланированной деятельности, штрафы, пени, приостановление или прекращение действия лицензий органами власти и, соответственно, оказать существенное негативное влияние на бизнес, финансовые показатели и перспективы Группы.

В ТОО «Жаикмунай» предусмотрены механизмы и порядок действий для своевременной подачи заявок на продление сроков действия лицензий (в случае необходимости), однако Компании сложно прогнозировать сроки и результаты рассмотрения таких заявок органами власти. ТОО «Жаикмунай» поддерживает открытый диалог с органами государственной власти Республики Казахстан в отношении всех заключенных договоров о недропользовании. В случае несоблюдения их положений ТОО «Жаикмунай» принимает меры для изменения соответствующих условий и при необходимости уплачивает пени и штрафы.

Соблюдение законов и норм

Осуществляя деятельность в нескольких юрисдикциях, Группа должна соблюдать целый ряд законов и норм, что подвергает ее соответствующим рискам в области соблюдения нормативно-правовых требований. Кроме того, в отношении своих публично торгуемых акций и облигаций Группа должна соблюдать Правила листинга Лондонской фондовой биржи (ЛФБ), положения Руководства по раскрытию информации и правила обеспечения прозрачности, опубликованные Управлением по финансовому регулированию и надзору Великобритании, рекомендации и требования Совета по финансовой отчетности, а также требования Казахской фондовой биржи и соглашений о выпуске облигаций. В связи с этим Группа подвержена репутационным, судебным и санкционным рискам в результате несоблюдения указанных требований.

Эффект от реализации этого риска может быть разным по силе, проявляться в виде действий контролирующих органов, штрафов и пеней со стороны органов власти и незапланированных затрат времени руководства и в целом негативно отражаться на результатах Группы и ее деятельности по достижению стратегических целей.

Чтобы обеспечить соблюдение законов, норм и правил, Группа приняла ряд регламентов, включая Кодекс корпоративного поведения, Положение об инсайдерской информации, Политику совершения сделок со связанными сторонами, Кодекс совершения сделок с ценными бумагами, Политику противодействия коррупции и взяточничеству, Политику внутреннего информирования и Политику по защите прав человека. Указанные документы периодически обновляются с учетом изменения нормативных требований. Группа также проводит обучение и доводит до сведения своих сотрудников необходимую информацию.

Для обеспечения своевременного и надлежащего обмена такой информацией организованы соответствующие каналы связи с органами власти. Руководство и Совет директоров Nostrum держат под контролем все важные юридические вопросы и вопросы в области соблюдения требований в целях оперативного реагирования на любые действия.

Группа постоянно следит за тем, чтобы требования внутренних нормативных документов учитывались на этапе утверждения сделок. Кроме того, руководство поддерживает открытый диалог со спонсорами по вопросам, связанным с соблюдением Правил листинга ЛФБ и других нормативных требований.

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ**Налоговые риски и факторы неопределенности**

Факторы неопределенности в отношении применения налогового законодательства, в том числе обратной силы законодательных актов, и изменения казахстанской нормативно-правовой базы в сфере налогообложения ведут к

В Группе предусмотрены регламенты и порядок действий в отношении различных налоговых начислений и позиций, а также другие контрольные мероприятия для обеспечения своевременности анализа и подачи налоговых деклараций,

возникновению рисков, связанных с возникающими в результате переоценки дополнительными налоговыми обязательствами, или рисков, связанных с возмещаемостью налоговых активов. Налоговые риски и факторы неопределенности могут отрицательно влиять на прибыльность и ликвидность Группы и затруднять достижение Группой целевых показателей роста.

выполнения налоговых обязательств и возмещения налоговых активов.

Группа регулярно оспаривает (как в налоговых органах, так и в судах Казахстана) те налоговые начисления, которые считает необоснованными в соответствии с договорами о недропользовании или действующим законодательством.

Риски, связанные с ликвидностью

В рамках прогнозирования, осуществляемого в целях поддержания необходимого уровня ликвидности, актуальны такие риски, как риск использования неточных допущений и информации, а также задержек в исполнении или неисполнения договорных обязательств со стороны контрагентов в связи с неблагоприятной рыночной конъюнктурой. Вероятность таких рисков подтверждается недавними действиями ОПЕК, ставшими одной из причин существенной ценовой волатильности на рынке сырьевых товаров в период после отчетной даты. Так, действия ОПЕК привели к снижению цены на нефть марки Brent более чем на 50% за одну неделю. Снижение уровня ликвидности Группы, вызванное таким изменением уровня цен, может оказаться более серьезным, чем негативный сценарий, рассмотренный при оценке факторов непрерывности деятельности. Таким образом, существует риск того, что прогнозирование, осуществляемое в целях поддержания необходимого уровня ликвидности, может оказаться неточным.

В целях обеспечения достаточности средств для исполнения возникающих обязательств руководство и Совет директоров Nostrum постоянно контролируют уровень ликвидности и анализируют прогнозы и ключевые финансовые коэффициенты Группы. Кроме того, Казначейской политикой предусмотрено поддержание размера денежных средств Группы на уровне не ниже 50 млн долл. США.

Для контроля эффективности управления финансовыми рисками используются следующие КПЭ:

- Общие и административные расходы — менее 20 млн долл. США
- Операционные расходы — менее 50 млн долл. США

Более подробная информация о КПЭ представлена на с.22.

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**Риски в области рефинансирования**

Долг Группы составляет 1,25 млрд долл. США, из которых 725 млн долл. США подлежат погашению в июле 2022 года. На сегодняшний день существует значительная неопределенность относительно способности Группы рефинансировать свои долговые обязательства. Имеется существенный риск того, что Группа не сможет рефинансировать обязательства по выпущенным облигациям и будет вынуждена вести переговоры с их держателями о пересмотре порядка осуществления последующих выплат.

Основным приоритетом Совета директоров и высшего руководства Nostrum является реализация стратегии Группы. Полная загрузка построенных перерабатывающих мощностей поможет существенно улучшить положение Группы.

Совет директоров Nostrum следит за выполнением КПЭ по заключению коммерческих соглашений на переработку углеводородного сырья, аналогичных соглашению с ТОО «Урал Ойл энд Газ» от 2018 года. Более подробная информация представлена в разделе «Стратегия» на с. 19. Кроме того, Совет директоров продолжает поиск и оценку возможностей для рефинансирования задолженности. Группа намеревается провести переговоры с держателями облигаций по вопросу возможной реструктуризации облигационных обязательств.

Риски в области финансирования

Доступ Группы к долговому и акционерному финансированию и возможности его привлечения могут быть ограничены волатильностью и неопределенностью на мировых финансовых рынках. Эти факторы могут оказать неблагоприятное воздействие на способность Группы к исполнению финансовых обязательств, увеличить стоимость привлечения капитала и стать препятствием для реализации стратегических инициатив.

Для снижения указанных рисков Группа осуществляет финансовый аудит, устанавливает ограничения в отношении заимствований и работает с надежными финансовыми контрагентами.

В целях оперативного удовлетворения потребностей в финансировании специалисты Группы в области корпоративных финансов постоянно контролируют ситуацию на рынках долгового и акционерного капитала и поддерживают открытый диалог с инвесторами.

РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ КЛИМАТА**Риски изменения климата**

К рискам, связанным с изменением климата, в числе прочего относятся риски, обусловленные учащением и усилением экстремальных погодных явлений, повышением энергопотребления в нефтегазовой отрасли, изменением ситуации в области нормативного регулирования, угрозой неорганизованных выбросов и ослаблением спроса в результате мер по борьбе с изменением климата.

Группа активно разрабатывает и реализует проекты, направленные на снижение отдельных рисков, связанных с изменением климата:

- для ослабления негативного эффекта от роста цен на топливо Группа изменила структуру энергоснабжения буровых установок, сократив долю электричества, вырабатываемого дизельными генераторами, и увеличив использование энергии, вырабатываемой электростанцией;
- Группа постоянно работает над повышением энергетической эффективности производственных процессов и снижением случаев утечек и возгораний; и
- почти вся вода в вахтовом поселке проходит очистку для повторного использования.

Совет директоров Nostrum уделяет большое внимание рискам, связанным с изменением климата, а высшее руководство активно

Риск учащения и усиления экстремальных погодных явлений может, в свою очередь, повлечь за собой следующие риски:

- риск уменьшения срока службы активов;
- риск увеличения страховых премий;
- риск увеличения цен на топливо; и
- риск сбоя в цепочках поставок.

рассматривает возможности дальнейшей корректировки и реализации экономически эффективных мер по снижению рисков.

ПРОЧИЕ РИСКИ

Прочие существенные риски

К прочим рискам относятся те, которые прямо не указаны в описании основных рисков и факторов неопределенности, но которые могут иметь отношение к ряду перечисленных групп рисков или деятельности Группы в целом. Эта категория включает следующие риски:

- риски пандемии (например, COVID-19);
- риски мошеннических действий;
- риски, связанные с кибербезопасностью;
- риски, связанные с цепочками поставок Группы;
- риски, связанные с бухгалтерским учетом и управлением отчетностью; или
- риски дефицита кадров.

Эти риски могут оказывать существенное влияние на финансовые показатели и репутацию Группы и затруднять достижение Группой стратегических целей.

Группа принимает все меры, чтобы обеспечить соответствие своей деятельности новым нормативно-правовым требованиям, вводимым в связи с распространением COVID-19, и намерена разработать политику реагирования на подобные угрозы в будущем после окончания текущей пандемии. Группа строго придерживается рекомендаций органов государственной власти во всех странах, где она ведет свою деятельность и осуществляет наем сотрудников. Совет директоров Nostrum следит за дальнейшей разработкой плана по обеспечению непрерывности деятельности и его реализацией в той мере, в которой это необходимо с учетом имеющихся обстоятельств.

В Группе действует Политика противодействия коррупции и взяточничеству. Кроме того, соответствующие положения включены в Кодекс корпоративного поведения Группы. Сотрудники регулярно проходят тренинги и получают обновленную информацию, связанную с их обязанностями в этой области.

В рамках подразделения по управлению рисками ведется разработка мер по обеспечению кибербезопасности на основе знаний и опыта специалистов Группы в области информационно-коммуникационных технологий.

Группа использует различные механизмы внутреннего контроля цепочек поставок, бухгалтерского учета и отчетности, в том числе внутренние нормативные документы и процедуры, принципы разграничения полномочий по решению вопросов, систему регулярных тренингов для сотрудников и т. д.

Высшее руководство и Совет директоров Nostrum оперативно реагируют на проблемы, связанные с различными системами и вопросами управления, и при необходимости инициируют изменения, направленные на совершенствование и интеграцию отдельных систем.

Выше представлен неполный перечень рисков, с которыми сопряжена деятельность Группы, а перечисленные риски не ранжированы в порядке значимости. На деятельность Группы также могут отрицательно влиять риски и факторы неопределенности, неизвестные руководству или признанные менее существенными. Перечисленные риски постоянно контролируются руководством и взвешиваются при принятии решений.

ОБЗОР ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 года

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчёта Группы о совокупном доходе за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 года, в долларах США и в виде процента дохода.

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	% от выручки	2018 года	% от выручки
Выручка	322.128	100,0%	389.927	100,0%
Себестоимость реализованной продукции	(174.204)	54,1%	(166.263)	42,6%
Валовая прибыль	147.924	45,9%	223.664	57,4%
Общие и административные расходы	(12.658)	3,9%	(12.380)	3,2%
Расходы на реализацию и транспортировку	(46.362)	14,4%	(50.590)	13,0%
Налоги кроме налога на прибыль	(22.930)	7,1%	(29.728)	7,6%
Начисление обесценения	(1.352.173)	419,8%	(117.575)	30,2%
Финансовые затраты	(46.747)	14,5%	(55.798)	14,3%
Доход/(убыток) от курсовой разницы	804	0,2%	(784)	0,2%
Доход по процентам	86	0,0%	253	0,1%
Прочие доходы	8.411	2,6%	5.357	1,4%
Прочие расходы	(13.001)	4,0%	(46.203)	11,8%
Убыток до налогообложения	(1.336.646)	414,9%	(83.784)	21,5%
Экономия/(расходы) по корпоративному подоходному налогу	351.276	109,0%	(20.721)	5,3%
Убыток за год	(985.370)	305,9%	(104.505)	26,8%
Итого совокупного расхода за год	(985.370)	305,9%	(104.505)	26,8%

Общая информация

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года («отчетный период») итого совокупный убыток Группы составил 985,4 миллиона долларов США, увеличение на 880,9 миллиона долларов США с 104,5 миллиона долларов США за 2018 год. Увеличение убытка в основном обусловлено начислением обесценения на основные средства и разведочные и оценочные активы, который был частично компенсирован соответствующим доходом по корпоративному подоходному налогу, а также уменьшением в операционных, административных и финансовых расходах по сравнению с предыдущим сопоставимым периодом. Это объяснено более подробно ниже.

Выручка от реализации

Выручка от реализации ТОО Жаикмунай уменьшилась на 17,4% до 322,1 миллиона долларов США за отчетный период (за 2018 год: 389,9 миллиона долларов США). В основном это было вызвано снижением средней цены на нефть марки Brent с 71,7 долларов США в течение 2018 года до 64,2 долларов США в течение отчетного периода, а также уменьшением объемов реализации как представлено в таблице ниже, что было вызвано в основном уменьшением объема добычи в течении года, закончившегося 31 декабря 2019 года, по сравнению с 2018 годом. Формирование цен на весь объем сырой нефти, конденсата и СУГ прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от реализации трём крупнейшим клиентам ТОО Жаикмунай составила за отчетный период 190,3 миллиона долларов США, 96,1 миллиона долларов США и 9,3 миллиона долларов США, соответственно (за 2018 год: 258,9 миллиона долларов США, 80,5 миллиона долларов США и 11,9 миллиона долларов США).

Выручка от реализации ТОО Жаикмунай по продуктам и объемам продаж за отчетный период и за 2018 год представлены ниже:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение , %
Нефть и газовый конденсат	196.176	267.815	(71.639)	(26,7)%
Газ и СУГ	125.947	122.112	3.835	3,1%
Сера	5	–	5	-
Итого реализация	322.128	389.927	(67.799)	(17,4)%
Объемы продаж (б.н.э.)	9.735.093	10.773.266	(1.038.173)	(9,6)%
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долларов США/баррель)	64,2	71,7		

В таблице ниже представлен состав выручки от реализации ТОО Жаикмунай в разрезе экспорта и продаж на местном рынке за отчетный период и за 2018 год:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение, %
Выручка от продаж на экспорт	218.511	296.034	(77.523)	(26,2)%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	103.617	93.893	9.724	10,4%
Итого	322.128	389.927	(67.799)	(17,4)%

Себестоимость реализации

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменени е	Измени е, %
Износ, истощение и амортизация	136.776	115.347	21.429	18,6%
Заработная плата и соответствующие налоги	12.781	11.677	1.104	9,5%
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	14.173	16.133	(1.960)	(12,1)%
Управленческие услуги	7.811	7.726	85	1,1%
Материалы и запасы	4.499	5.253	(754)	(14,4)%
Прочие услуги по транспортировке	2.094	6.116	(4.022)	(65,8)%
Затраты на ремонт скважин	2.077	2.767	(690)	(24,9)%
Экологические сборы	167	367	(200)	(54,5)%
Изменение в запасах	(6.153)	136	(6.289)	(4,624,3)%
Прочее	(21)	741	(762)	(102,8)%
Итого	174.204	166.263	7.941	4,8%

Себестоимость реализации увеличилась на 4,8% до 174,2 миллиона долларов США за отчетный период (за 2018 год: 166,3 миллионов долларов США). Увеличение в основном объясняется главным образом увеличением износа, истощения и амортизации, которое было частично компенсировано уменьшением в затратах на услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги, прочие услуги по транспортировке, затрат на ремонт скважин и изменение в запасах. В расчете на б.н.э. себестоимость реализации составила 16,7 долларов США за отчетный период и увеличилась с 14,6 долларов США, а себестоимость реализации за вычетом износа в расчете на б.н.э. уменьшилась на 0,9 долларов США, или 19,5%, до 3,6 долларов США (за 2018 год: 4,5 доллара США).

Износ, истощение и амортизация увеличились на 18,6% до 136,8 млн. долл. США за отчетный период (2018 год: 115,3 млн. долл. США). Износ начисляется с использованием метода единиц произведённой продукции. Увеличение износа в 2019 году по сравнению с предыдущим периодом является следствием: 1) изменения соотношения между объемами производства и доказанными разработанными запасами; 2) вводом в эксплуатацию УКПГЗ ближе к концу 2019 года; а также 3) внедрением МСФО (IFRS) 16 начиная с 1 января 2019 года, в результате которого были признаны активы в форме права пользования и их соответствующая амортизация в течении 2019 года, соответственно это привело к уменьшению в расходах на прочие услуги по транспортировке.

Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги уменьшились на 12,1% до 14,2 млн. долл. США за отчетный период (за 2018 год: 16,1 млн. долл. США). Эти расходы включают расходы на ремонт и обслуживание объектов, в частности установки подготовки газа, а также запасные части и другие материалы. Эти затраты колеблются в зависимости от сроков периодических плановых работ по техническому обслуживанию.

Прочие транспортные услуги уменьшились на 65,8% до 2,1 млн. долл. США за отчетный период (за 2018 год: 6,1 млн. долл. США). Такое уменьшение объясняется признанием активов в форме права пользования в соответствии с МСФО (IFRS) 16 и отражения этих затрат в форме амортизации данных активов как упоминалось выше.

Общие и административные расходы

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение, %
Заработная плата и соответствующие налоги	3.493	3.595	(1.102)	(2,8)%
Управленческие услуги	2.570	2.992	(422)	(14,1)%
Профессиональные услуги	2.047	1.155	892	77,2%
Износ и амортизация	1.812	1.651	161	9,8%
Страховые сборы	989	1.282	(293)	(22,9)%
Командировочные расходы	147	170	(23)	(13,5)%
Услуги связи	276	357	(81)	(22,7)%
Материалы и запасы	157	168	(11)	(6,5)%
Комиссии банка	82	124	(42)	(33,9)%
Плата за аренду	33	–	33	100%

Услуги по транспортировке	–	430	(430)	(100)%
Прочее	1.052	456	596	130,7%
Итого	12.658	12.380	278	2,2%

Общие и административные расходы увеличились на 2,2% до 12,7 миллиона долларов США за отчетный период (за 2018 год: 12,4 миллиона долларов США). В основном это обусловлено увеличением расходов за профессиональные услуги на 0,9 млн. долл. США или 77,2%, с 1,2 млн. долларов США за 2018 год до 2,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, а также увеличением износа и амортизации и прочее. Это было частично компенсировано значительным уменьшением в затратах по управленческим услугам и заработной плате и соответствующих налогах.

Расходы на реализацию и транспортировку

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение, %
Затраты на погрузку и хранение	12.405	15.017	(2.612)	(17,4)%
Транспортные затраты	11.783	18.881	(7.098)	(37,6)%
Маркетинговые услуги	11.560	12.077	(517)	(4,3)
Износ	4.489	–	4.489	-
Заработная плата и соответствующие налоги	1.763	2.058	(295)	(14,3)
Прочее	4.362	2.557	1.805	70,6
Итого	46.362	50.590	(4.228)	(8,4)

Расходы на реализацию и транспортировку уменьшились на 8,4% до 46,4 миллиона долларов США за отчетный период (за 2018 год: 50,6 миллионов долларов США) в основном за счет уменьшения расходов на транспортировку и затрат на погрузку и хранение в результате благоприятных изменений в условиях поставки. Также часть данных затрат отражена в качестве износа в результате признания активов в форме права пользования арендованными железнодорожными цистернами в соответствии с МСФО (IFRS) 16, расходы по которым ранее были включены в состав транспортных расходов.

Налоги кроме налога на прибыль

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение, %
Роялти	12.802	15.155	(2.353)	(15,5)%
Экспортная таможенная пошлина	7.281	11.233	(3.952)	(35,2)%
Доля государства в прибыли	2.802	3.277	(475)	(14,5)%
Прочие налоги	45	63	(18)	(28,6)
Итого	22.930	29.728	(6.798)	(22,9)%

Роялти, рассчитанные на основе производственных и рыночных цен для разных продуктов, уменьшились на 15,5% до 12,8 млн. долл. США за отчетный период (2018 год: 15,2 млн. долл. США), что соответствует уменьшению объемов реализации углеводородов.

Экспортная таможенная пошлина на сырую нефть снизилась на 35,2% до 7,3 млн. долл. США за отчетный период (2018 год: 11,2 млн. долл. США), в основном из-за относительного увеличения экспортных продаж в страны СНГ, которые не подлежат экспортным пошлинам.

Доля государства в прибыли уменьшилась на 14,5% до 2,8 млн. долл. США за отчетный период (2018 год: 3,3 млн. долл. США), что соответствует уменьшению объемов реализации углеводородов.

Начисление обесценения

В результате дальнейшего снижения запасов и соответствующего отражения обновленных профилей будущей добычи в модели оценки обесценения, Группа признала дополнительное неденежное начисление обесценения в основном на нефтегазовые активы и активы, связанные с разведкой и оценкой, на сумму 1.302,0 млн. долларов США и 50,5 млн. долларов США, соответственно (2018 год: 117,6 млн. долларов США на нефтегазовые активы). Дополнительные детали тестирования на обесценение и использованные допущения раскрыты в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности Группы на страницах 134-135.

Финансовые затраты

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2019 года	2018 года	Изменение	Изменение, %
Процентные расходы по займам	44.529	54.419	(9.890)	(18,2)
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.234	135	1.099	814,1
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	820	845	(25)	(3,0)%

Амортизация дисконта по резервам по ликвидации скважин и восстановлению участка	164	399	(235)	(58,9)%
Итого	46.747	55.798	(9.051)	(16,2

Финансовые затраты уменьшились на 16,2% до 46,7 миллионов долларов США за отчетный период (за 2018 год: 55,8 миллионов долларов США) в основном из-за уменьшения ставки капитализации процентов, которые были частично компенсированы амортизацией дисконта по обязательствам по аренде на сумму 1,2 миллионов долларов США, признанных в соответствии с МСФО (IFRS) 16.

Прочее

Прочие расходы уменьшились до 13,0 млн. долл. США за отчетный период (2018 год: 46,2 млн. долл. США). Такое значительное уменьшение прочих расходов объясняется различными единовременными расходами на развитие бизнеса и компенсациями в предыдущих периодах.

Экономия по корпоративному подоходному налогу составила 351,3 млн. долл. США за отчетный период, изменение на 371,9 млн. долл. США по сравнению с предыдущим периодом (2018 год: расход по корпоративному подоходному налогу 20,7 млн. долл. США). Такое значительное изменение, приведшее к экономии по корпоративному подоходному налогу в основном было обусловлено обесценением нефтегазовых активов, признанным по состоянию на 31 декабря 2019 года, и соответствующим прекращением признания отложенных налоговых обязательств.

Ликвидность и финансовые ресурсы

В течение отчетного периода основными источниками средств «Жаикмунай» были денежные средства от операционной деятельности. Требования к ликвидности в основном связаны с выполнением обязательств по обслуживанию долга (по Облигациям 2017 и Облигациям 2018) и финансированием капитальных затрат и потребности в оборотном капитале.

Движение денежных средств

В таблице ниже представлены консолидированные данные отчёта о движении денежных средств ТОО Жаикмунай за отчетный период и 2018 год:

В тысячах долларов США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2019 года	2018 года
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	7.059	33.261
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	212.121	197.959
Чистый денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(116.308)	(171.672)
Чистый денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(89.139)	(52.468)
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	(17)	(21)
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	13.716	7.059

Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 212,1 миллион долларов США за отчетный период (2018 год: 197,9 миллионов долларов США), и в основном относились к:

- убытку до налогообложения за отчетный период в размере 1.336,6 миллионов долларов США (2018 год: 83,8 миллионов долларов США), скорректированный на начисления по износу, истощению и амортизации на сумму 143,1 миллион долларов США (2018 год: 116,9 миллиона долларов США), финансовые затраты на сумму 46,7 миллионов долларов США (2018 год: 55,8 миллионов долларов США), начисление обесценения на сумму 1.352,2 млн. долларов США (2018 год: 117,6 млн. долларов США).
- уменьшению изменения в оборотном капитале на 7,3 миллиона долларов США (2018 год: 4,5 миллиона долларов США), которое преимущественно связано с уменьшением в предоплате и прочих краткосрочных активах в размере 6,1 миллиона долларов США (2018 год: уменьшение в размере 7,2 миллиона долларов США), увеличением в торговой кредиторской задолженности в размере 4,9 миллионов долларов США (2018 год: уменьшение в размере 2,4 миллиона долларов США) и уменьшением дебиторской задолженности в размере 4,5 млн. долл. США (2018 год: увеличение на 1,2 млн. долл. США).
- подоходному налогу, выплаченному в размере 3,5 миллиона долларов США (2018 год: 7,3 миллиона долларов США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности за отчетный период составили 116,3 миллиона долларов США (2018 год: 171,6 миллиона долларов США) в основном из-за расходов связанных с бурением новых скважин в размере 56,7 миллионов долларов США в отчетном периоде (2018 год: 87,5 миллионов долларов США), а также затрат, связанных с третьим блоком газоперерабатывающего комплекса в размере 36,4 миллиона долларов США (2018 год: 55,8 миллионов долларов США).

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности за отчетный период составили 89,1 млн. долл. США и в основном представлены выплатой финансовых расходов по Облигациям 2017 и Облигациям 2018 в

размере 100,6 млн. долл. США и выплатами по договорам аренды признанным в соответствии с МСФО (IFRS) 16 в размере 17,5 млн. долл. США. Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности за 2018 год составили 52,5 млн. долл. США и в основном представлены выплатой финансовых расходов по Облигациям 2017 и Облигациям 2018 в размере 104,21 млн. долл. США, которые были компенсированы вознаграждениями в размере 29,6 млн. долл. США.

Непрерывность деятельности

Жаикмунай является основной производственной организацией в Группе, и его ликвидность и возможности продолжать деятельность и выполнять свои обязательства при наступлении их срока в обозримом будущем, в период минимум 12 месяцев с даты данного отчета, расцениваются как часть группы. Таким образом, вопросы и анализ, касающиеся действующего предприятия следующего уровня Группы, которые рассматривались Директорами материнской компании (далее - "Директора"), имеют непосредственное отношение к Жаикмунаю.

Группа осуществляет постоянный мониторинг своей ликвидности, краткосрочных прогнозов и ключевых финансовых показателей, чтобы обеспечить наличие достаточного объема средств для покрытия своих обязательств по мере их возникновения. Кроме того, на ежеквартальной основе Группа проводит анализ ликвидности на чувствительность в отношении изменений цен на сырую нефть, объемов добычи и сроков завершения различных текущих проектов. В поисках новых возможностей для восполнения свободных мощностей инфраструктуры Группы, Директоры также сосредоточены на ряде действий, направленных на улучшение прогноза ликвидности в ближайшей перспективе. К ним относятся дальнейшая оптимизация затрат для сокращения капитальных, операционных и общих и административных расходов.

Базовый сценарий модели непрерывной деятельности был подготовлен исходя из предположения о том, что цена на нефть составляет 45 долларов США за баррель на протяжении 2020 и 2021 гг. Модель ликвидности в базовом варианте показывает, что Группа сможет функционировать в обычном режиме и обладать достаточным финансовым запасом в течение 12 месяцев с даты утверждения Годового отчета и финансовой отчетности.

Как указано в Примечании 35 к финансовой отчетности, в период после отчетной даты цены на нефть рухнули из-за разногласий между странами ОПЕК+ в отношении уровней добычи, усугубляемых снижением будущего спроса на нефть, вызванного перебоями в бизнесе и экономической деятельности в результате нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Хотя страны ОПЕК+ вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении ежедневных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть.

Директора также рассмотрели любые дополнительные риски COVID-19. Добыча нефти и газа была классифицирована как принципиально значимый бизнес в Казахстане, поэтому операции продолжают. Планы действий в чрезвычайных ситуациях были разработаны как для защиты рабочей силы, так и для обеспечения достаточного количества персонала для продолжения операций. Таким образом, Директоры пришли к выводу, что в настоящее время нет никаких других существенных последствий для операций и ликвидности Группы на момент выпуска консолидированной финансовой отчетности в результате COVID-19. Тем не менее, признается, что существует неопределенность в отношении будущего развития этого вопроса, которое может повлиять на способность Группы предоставлять прогнозируемые объемы производства в период 2020 года - начала 2021 года.

В результате этой неопределенности был определен правдоподобный пессимистичный сценарий при цене на нефть в 30 долл. США за баррель, отражающий рыночные условия, наблюдающиеся после окончания года в течение всего периода, охватываемого моделью. Это представляет собой сценарий, в котором производство соответствует прогнозу в базовой модели, но условия на конец года сохраняются в течение 12 месяцев.

Результаты правдоподобного пессимистичного сценария показали, что в ближайшей перспективе ликвидность Группы подвержена такому падению цен на нефть. Без смягчающих мер длительный период низких цен на нефть на уровне 30 долл. США за баррель привел бы к тому, что Группа не смогла бы покрыть свои денежные операционные и процентные расходы в 2021 году. Таким образом, ликвидность Группы подвержена непредвиденным событиям вне контроля Группы.

В результате, Группа объявила 31 марта 2020 года, что теперь будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы. Группа в процессе назначения финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Группа потребует внесения изменений в краткосрочной перспективе для защиты ликвидности Группы в течение периода непрерывности деятельности и реструктуризации для обеспечения постоянной эффективности. Результаты любых обсуждений с держателями облигаций являются неопределенными. В случае устойчивых низких цен на нефть, предусмотренных в вероятном случае спада, Группе, вероятно, потребуются внести изменения в условия оплаты в рамках облигаций, чтобы они вступили в силу в течение периода непрерывности деятельности.

Группа также предпринимает другие разумные меры по смягчению последствий, которые могут быть выполнены в необходимые сроки и которые будут защищать ликвидность. Они включают в себя отмену неиспользованных капитальных затрат в течение периода без влияния на прогнозируемый объем добычи в период оценки непрерывности деятельности и выявление дальнейшего снижения операционных расходов и общих и административных расходов.

Таким образом, при формировании анализа о способности Группы непрерывно продолжать свою деятельность, Совет сделал существенные суждения о том, что:

- Прогнозируемые денежные потоки Группы в течение следующих 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности зависят от устойчивости среды с низкими ценами на нефть и способности Группы осуществлять смягчающие действия в рамках контроля Группы; а также

- Способность Группы успешно взаимодействовать с держателями облигаций в отношении реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.

Это представляет собой существенные неопределенности, которые могут вызвать существенные сомнения в способности Группы продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

После подробного рассмотрения существенных неопределенностей, Директора удовлетворены тем, что у Группы имеется достаточно ресурсов для продолжения работы в обозримом будущем, на период не менее 12 месяцев с даты настоящего отчета. По этим причинам они продолжают использовать принцип непрерывности деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Соответственно, данная финансовая отчетность не включает какие-либо корректировки балансовой стоимости или классификации активов и обязательств, которые могли бы возникнуть, если бы Группа не смогла продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

Договорные обязательства

В тысячах долларов США	До востребован ия	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	25.210	75.630	529.579	1.716.939	2.347.358
Обязательства по аренде	–	1.924	5.197	766	–	7.887
Торговая кредиторская задолженность	23.442	–	5.953	–	–	29.395
Прочие краткосрочные обязательства	17.984	–	–	–	–	17.984
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	6.443	11.598
Итого	41.426	27.392	87.553	534.469	1.723.382	2.414.222

Обязательства инвестиционного характера

В течение отчетного периода денежные средства «Жаикмунай», использованные в рамках капитальных затрат на покупку основных средств (исключая НДС), приблизительно составили 27,552 миллиона долларов США (2018 год: 131,373 миллиона долларов США). Данная сумма в основном отражает затраты, связанные со строительством третьей установки подготовки газа, расходами на бурение и другими проектами развития инфраструктуры на местах.

Установка подготовки газа

После успешного завершения первой фазы установки по подготовке газа, состоящей из двух блоков, Группа достигла полного завершения пусконаладочных работ УКПГЗ в 2019 году. Строительство УПГЗ важно для реализации стратегии Группы по увеличению эксплуатационной мощности и, как следствие, увеличению добычи и переработки жидких углеводородов.

Бурение

Расходы на бурение составили 56,7 млн. долл. США за отчетный период (2018: 87,5 млн. долл. США). Программа бурения была приостановлена в 2020 году, в то время как идет анализ путей смягчения выявленных рисков резервуаров.

КРАТКИЙ ОБЗОР ЗА ПЯТЬ ЛЕТ

В миллионах долларов США (если не
указано иного)

	2019 год	2018 год	2017 год	2016 год	2015 год
Выверка показателя EBITDA					
Убыток/(прибыль) до налогообложения	(1.336,6)	(83,8)	65,4	(52,1)	86,7
Плюс корректировка					
Финансовые затраты	46,7	55,8	41,5	46,4	51,7
Начисление обесценения	1.352,1	117,6	–	–	–
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы	(0,8)	0,7	0,4	(0,2)	20,0
Убыток по производным финансовым инструментам	–	–	6,7	63,2	(37,1)
Доход по процентам	(0,1)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,3)
Прочие расходы	13,0	46,2	12,2	(2,0)	30,5
Экспортная таможенная пошлина ¹	–	–	–	–	(14,2)
Прочие доходы	(8,4)	(5,4)	(4,2)	(2,1)	(11,4)
Износ, истощение и амортизация	143,0	117,0	122,6	131,4	109,1
Поступления от продажи производных финансовых инструментов ²	–	–	6,7	63,2	(37,1)
Показатель EBITDA	208,9	247,8	251,0	247,4	197,9

Выверка операционных расходов

Себестоимость реализованной продукции	174,2	166,3	180,1	184,5	187,8
За вычетом					
Износ, истощение и амортизация ³	(136,8)	(115,3)	(120,7)	(129,4)	(107,7)
Затраты по аренде ⁴	3,0	–	–	–	–
Изменение в запасах ⁵	(6,2)	(0,1)	(0,3)	(2,0)	3,6
Роялти ⁶	–	–	–	–	(14,4)
Доля государства в прибыли ⁶	–	–	–	–	(1,9)
Операционные расходы	44,4	49,8	56,3	50,7	66,3

Выверка общих и административных расходов

Общие и административные расходы	12,7	12,4	17,2	14,9	28,0
За вычетом					
Износ и амортизация	(1,8)	(1,7)	(1,9)	(1,9)	(1,4)
Общие и административные расходы	19,4	20,3	31,0	32,6	42,6

1. В 2016, 2017, 2018 и 2019 годах экспортная таможенная пошлина включается в Прибыль / (убыток) до подоходного налога (представлена в составе «налогов, кроме налога на прибыль»). В 2015 годах экспортная таможенная пошлина включается в состав «прочих расходов», с учетом этого производится корректировка и экспортная таможенная пошлина повторно включается в соответствующий EBITDA.
2. Поступления от продажи производных финансовых инструментов представляют собой денежные поступления от долгосрочного договора хеджирования, который в соответствии с МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» включен в операционные денежные потоки. Хотя эта статья и не обязательно должна быть представлена в Консолидированном отчете о прибылях и убытках, мы включили ее в наше определение EBIT и EBITDA (не являющихся показателями ОПБУ), чтобы они более полно соответствовали нашим операционным денежным потокам.
3. Износ применительно только к операционным активам.
4. Начиная с 2019 года определенные затраты по аренде признаются как активы в форме права пользования согласно МСФО (IFRS) 16, и соответствующие расходы признаются как амортизация данных активов.

Соответственно, для большей сравнимости в предыдущими периодами соответствующие расходы по аренде включены в сверку.

5. В связи с существенностью изменение в запасах включено в сверку операционных расходов в 2019 году, и сравнительные показатели прошлых периодов был скорректированы для сравнимости.
6. До 2016 года роялти и доля прибыли государства были представлены в составе себестоимости реализованной продукции.

В миллионах долларов США (если не
указано иного)

	2019 год	2018 год	2017 год	2016 год	2015 год
Выверка чистого долга					
Долгосрочные займы	1.100,5	1.071,4	1.012,9	1.003,9	996,7
Текущая часть долгосрочных займов	4,0	4,8	15,1	15,5	15,4
За вычетом					
Денежные средства и их эквиваленты	13,7	7,1	33,3	85,5	134,9
Чистый долг	1.090,8	1.068,2	994,8	933,9	877,2
Чистый денежный поток в результате операционной деятельности	212,1	198,0	208,3	222,3	179,1
Чистый денежный поток, использованный в инвестиционной деятельности ⁷	(116,3)	(171,7)	(192,0)	(199,8)	(242,8)
Чистый денежный поток, (использованный в) / полученный от финансовой деятельности	(89,1)	(52,5)	(68,5)	(72,2)	(161,1)
Маржа по EBITDA ⁸	61,4%	63,5%	61,9%	71,2%	46,5%
Отношение собств. капитал/активы, %	(62,5)%	26,6%	28,9%	28,8%	31,1%

7. Термин МСФО, основанный на косвенном методе учета движения денежной потоков.

8. Маржа EBITDA рассчитывается как EBITDA деленное на итоговую выручку.

Альтернативные показатели эффективности

При обсуждении отчетов о результатах деятельности Группы приводятся альтернативные показатели эффективности, которые предоставляют читателям дополнительную финансовую информацию, которая регулярно анализируется руководством для оценки финансовой эффективности или финансового состояния Группы, или полезна для инвесторов и заинтересованных сторон для оценки результатов деятельности и положения Группы. Однако эта дополнительная информация не единообразно определяется всеми компаниями, в том числе и в отрасли Группы. Соответственно, она может быть не сопоставима с аналогично называемыми показателями и раскрытиями других компаний. Определенная информация приводится на основе сумм, рассчитанных в соответствии с МСФО, но сама по себе не является явно разрешенным показателем МСФО. Такие показатели нельзя рассматривать изолированно или в качестве альтернативы эквивалентного показателя МСФО.

EBITDA

EBITDA определяется как результат операционной деятельности до вычета износа и амортизации, компенсации долевыми инструментами, прироста/уменьшения справедливой стоимости по производным финансовым инструментам, убытков от курсовых разниц, финансовых расходов, финансовых доходов, неосновных доходов или расходов и налогов и включает любые денежные поступления, полученные или выплаченные в результате деятельности по хеджированию. Этот показатель имеет значение, поскольку он позволяет руководству оценивать операционные показатели Группы в отсутствие исключительных и неденежных статей.

Операционные расходы

Операционные расходы - это затраты на продажу за вычетом износа, роялти и доли прибыли государства. Этот показатель имеет значение, так как позволяет руководству видеть базу расходов компании на основе денежных потоков.

КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ

ТОО «Жаикмунай»

Вид деятельности: операционная компания
Юридический адрес и основное место деятельности
ул. Карева, 43/1
090000 Уральск
Республика Казахстан
Тел.: +77 112 933 900
Факс: +77 112 933 901
Генеральный директор:
Жомарт Даркеев

ТОО «Жаикмунай» не имеет филиалов.

На веб-сайте Nostrum размещена информация о деятельности ТОО «Жаикмунай», в том числе нормативно-правовые и другие сведения. Кроме того, для всех заинтересованных лиц есть возможность подписаться на информационную рассылку, чтобы быть в курсе последних обновлений. Более подробная информация представлена на сайте www.nog.co.uk

Целью Программы по взаимодействию с инвесторами является построение открытой и прозрачной коммуникации между Группой (в том числе ТОО «Жаикмунай») и ее акционерами посредством предоставления информации о финансовых и операционных показателях Группы. Отдел по связям с инвесторами Группы придерживается принципа доступности и готовности ответить на любые запросы и стремится своевременно обрабатывать все вопросы, поступающие от заинтересованных лиц.

Взаимодействие с заинтересованными лицами

Подробная информация о взаимодействии Группы с заинтересованными лицами приведена в годовом отчете Nostrum.

Контактные данные отдела по связям с инвесторами:
Nostrum Oil & Gas PLC
ir@nog.co.uk
Тел.: +44-203-740-74-30

ГЛОССАРИЙ

Облигации 2012 года	Облигации с купоном 7,125%, выпущенные в 2012 году.
Облигации 2014 года	Облигации с купоном 6,375%, выпущенные в 2014 году.
Облигации 2017 года	Облигации с купоном 8,000%, выпущенные в 2017 году.
Облигации 2018 года	Облигации с купоном 7,000%, выпущенные в 2018 году.

А

API Американский институт нефти.

Плотность в градусах API Стандартный отраслевой метод указания удельной плотности нефти или других жидких углеводородов, разработанный Американским институтом нефти. Более высокая плотность в градусах API указывает на более низкую удельную плотность и более легкие сорта нефти. Если плотность по API больше 10,

	продукт легче воды и плавает на ее поверхности; если она меньше 10, он тяжелее воды и тонет. В общем случае нефть с плотностью от 40 до 45 градусов API продается по самым высоким ценам.
Оценочная скважина	Скважина, пробуренная с целью уточнения параметров месторождения и оценки его коммерческого потенциала.
Попутный газ	Газ, который залегает в нефтяных пластах в газообразном состоянии.
<hr/>	
В	
Баррель или барр.	Стандартная единица измерения объема: 1 баррель = 159 литров или 42 галлона США.
Бассейн	Большая область с толстым слоем осадочных пород.
Млрд куб. м	Миллиарды кубических метров.
Бнэ	Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый Nostrum для преобразования объемов производства различных углеводородов в баррели нефтяного эквивалента.
Бнэ/сут.	Баррели эквивалента (сырой) нефти в день.
Барр. н. / сут.	Баррели сырой нефти в день.
<hr/>	
С	
С1	Метан.
С2	Этан.
С3	Пропан.
С4	Бутан.
С5	Пентан.
С6	Гексан.
С7	Гептан.
САС	Трубопровод с двумя ответвлениями, которые берут свое начало в Туркменистане и встречаются в Казахстане, а затем переходят в Россию и подключаются к российской трубопроводной системе. Имеет пропускную способность 60,2 млрд куб. м / год.
Денежные средства	Денежные средства и их эквиваленты, в том числе краткосрочные и долгосрочные инвестиции.
Обсадная колонна	Относительно тонкостенные стальные трубы большого диаметра, которые соединяются винтами в обсадную колонну. Такие колонны устанавливаются посредством цементирования и используются в креплении скважин, пробуренных для извлечения керна или иных целей.
Каспийский регион	Части стран, граничащие с Каспийским морем.
CDP	CDP — организация со штаб-квартирой в Великобритании, содействующая компаниям в раскрытии информации о воздействии на окружающую среду (ранее известная как Carbon Disclosure Project).
Чинаревское месторождение	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
СО2	Двуокись углерода.
Пусконаладочные работы	Комплекс работ и испытаний, выполняемых на заводах и иных объектах (таких как УПГ-3) с целью достижения работоспособности в соответствии с параметрами проектной документации или технологическими требованиями перед началом эксплуатации.
Компетентный орган	Государственный центральный исполнительный орган, уполномоченный Правительством действовать от имени Государства в целях осуществления прав в отношении заключения и исполнения контрактов на недропользование, за исключением контрактов на разведку и добычу часто встречающихся природных ресурсов. По вопросам нефтяной и газовой промышленности таким органом является Министерство энергетики Республики Казахстан (МЭ).
Конденсат	Углеводороды, которые имеют газообразную форму в пласте, но

Условные ресурсы	конденсируются в жидкую фазу при подъеме на поверхность, где давление намного ниже. Оцениваемые запасы на определенную дату, которые потенциально извлекаемы из известных залежей, но которые в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми.
Компенсационная нефть	Компенсационная нефть означает количество добытой сырой нефти, по отношению к которой рыночная стоимость равна ежемесячным расходам компании Nostrum, которые могут быть вычтены на основании СРП (включая все операционные расходы, затраты на разведку и разработку, вплоть до ежегодного максимума в размере 90% от ежегодной валовой фактической стоимости добычи углеводородов).
Сырая нефть	Смесь жидких углеводородов с различной молекулярной массой.
D	
Разработка	В ходе разработки инженерные группы проектируют наиболее эффективные варианты разработки, включающие постройку скважин и связанной инфраструктуры для получения углеводородов из месторождения в рамках доказанного продуктивного пласта (согласно результатам разведки и оценки). Разработка включает три этапа: разведку и оценку, разработку и добычу.
Переработка и сбыт	Переработка и сбыт означают все нефтегазовые операции, которые происходят после доставки сырой нефти или газа на НПЗ или установку фракционирования.
Технологическая схема разработки Директора или Совет директоров Сухой газ	Планы разработки, утвержденные Центральным комитетом по разработке в марте 2009 г. Директора Nostrum. Сухой газ — это природный газ (метан и этан) без значительной доли более тяжелых углеводородов. Он находится в газовой фазе как в пласте, так и при поверхностных условиях.
E	
E&P (Exploration and Production) EBITDA	Разведка и добыча. Прибыль до уплаты налогов разовые расходы + затраты на финансирование + прибыль/(убыток) от курсовых разниц + расходы по программе участия сотрудников в акционерном капитале + износ – доход по процентам + другие расходы/(доходы).
Экологический кодекс Разрешение на геологоразведочные работы Этап разведки	Экологический кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007 г., с поправками). Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО «Жаикмунай» Компетентным органом. Этап деятельности, включающий поиск нефти или газа путем выполнения подробных геологических и геофизических исследований, в соответствующих случаях дополняемых разведочным бурением.
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная в определенном месте исключительно в разведочных целях (для получения информации).
F	
Договор о получении доли участия	Передача процента от разрешения на добычу нефти или газа, принадлежащего владельцу права аренды, в обмен на (частичное или полное) выполнение программы работ получателем права бурения. Следует отметить, что в обычной ситуации эта работа должна была бы выполняться и оплачиваться стороной — владельцем права аренды.
Приобретение доли участия	Контрактное соглашение с владельцем разрешения на добычу нефти и газа, согласно которому все права (или их процентная доля) по этому разрешению назначаются другой стороне в обмен на выполнение программы работ, требуемых согласно разрешению, или на выполнение других оговоренных в контракте обязательств.

FCA	Управление финансовой деятельности Великобритании.
FCA Уральск	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик», при которой Nostrum осуществляет поставку до терминала в Уральске, а риски транспортировки и потери переходят на покупателя после доставки перевозчику.
Месторождение	Участок, состоящий из одного или нескольких коллекторов, сгруппированных или относящихся к одной отдельной геологической особенности строения и (или) стратиграфическому признаку.
FOB	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-борт».
БСС	Страны бывшего Советского Союза.
<hr/>	
G	
Общие и административные расходы	Общие и административные расходы.
Газ	Полезное ископаемое, состоящее в основном из легких углеводородов. Может быть разделен на сухой газ — главным образом метан, но часто содержащий некоторое количество этана и меньшее количество тяжелых углеводородов (также называется товарный газ), и жирный газ — главным образом этан, пропан и бутан, а также в меньшем количестве более тяжелые углеводороды; частично жидкий при атмосферном давлении.
Газовый конденсат	Смесь жидких углеводородов, образующаяся в результате конденсации нефтяных углеводородов, изначально находящихся в газообразном состоянии в подземном коллекторе.
Газоперерабатывающий завод (ГПЗ)	Объект для переработки попутного газа и газового конденсата, производящий в результате различные продукты (стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ) для коммерческой продажи. УПГ-1 означает первую установку ГПЗ. УПГ-2 означает вторую установку ГПЗ. УПГ-3 означает третью установку ГПЗ.
ГДР	Глобальные депозитарные расписки Nostrum Oil & Gas LP.
Парниковый газ	Газ (например, двуокись углерода), создающий парниковый эффект посредством поглощения инфракрасного излучения.
Группа	Nostrum Oil & Gas PLC и, если требуется по контексту, ее прямые и косвенные консолидированные дочерние компании.
<hr/>	
H	
ОТ, ТБ и ООС	Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды.
Углеводороды	Соединения, образуемые из водорода (H) и углерода (C), которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии.
Запасы углеводородов	Доказанные запасы углеводородов, которые относятся к категориям 3P, 2P или 1P в зависимости от вероятности коммерческой разработки соответствующего месторождения.
<hr/>	
I	
МСФО (IAS)	Международные стандарты бухгалтерской отчетности (IAS).
МСФО (IFRS)	Международные стандарты финансовой отчетности (IFRS).
INED	Независимый неисполнительный директор.
<hr/>	
J	
Совместное предприятие	Совместное предприятие — это ряд коммерческих компаний, которые согласились действовать совместно, разделяя затраты и прибыли от разведочных работ и добычи нефти и газа согласно разрешению.
Джоуль	Единица энергии, используемая для измерения объемов газа. мегаджоули = 10^6 гигаджоули = 10^9

тераджоули = 10^{12}

петаджоули = 10^{15}

К

КФБ или KASE	Казахстанская фондовая биржа.
Казахстан	Республика Казахстан.
АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»	Государственная нефтегазовая компания Казахстана.
»	
«Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ)	Дочерняя компания АО «Национальная Компания «КазМунайГаз», занимающаяся разведкой и добычей нефти и газа на суше.
Трубопровод	Врезка в трубопровод КТО дает возможность экспортных продаж через
АО «КазТрансОйл» (КТО)	международный экспортный трубопровод Атырау — Самара.

L

Лицензия	Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная ТОО «Жаикмунай» Правительством 26 мая 1997 г., с изменениями.
Закон о лицензировании	Закон Казахстана «О лицензировании» (№ 214 от 11 января 2007 г., с поправками, вступивший в силу 9 августа 2007 г.).
Жидкие углеводороды	Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки в наземном заводе, например, конденсат или СУГ.
СПГ	Сжиженный природный газ. Состоит главным образом из метана.
Правила листинга	Правила листинга, установленные Управлением финансовой деятельности Великобритании (FCA) в соответствии с разделом 73А Закона о финансовых услугах и рынках.
ЛФБ или LSE	Лондонская фондовая биржа.
СУГ	Сжиженный углеводородный газ — смесь пропана и бутана в жидком состоянии.
ДПМ	Долгосрочная программа мотивации.

M

М	Метр(ы).
Куб. м	Кубические метры.
Куб. м / сут.	Кубические метры в сутки.
Человеко-час	Час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником за это время.
Тыс. бнэ	Тысяча баррелей нефтяного эквивалента.
Механомонтажные работы	Финальный этап строительных или монтажных операций перед началом пусконаладочных работ.
Млн барр.	Миллионы баррелей нефти.
Млн бнэ	Миллионы баррелей нефтяного эквивалента.

N

НБК	Национальный банк Казахстана.
NED	Неисполнительный директор.
Nostrum	Nostrum Oil & Gas PLC.

O

ОПЕК	Организация стран — экспортеров нефти.
Оператор	Физическое или юридическое лицо, несущее ответственность за проведение работ по разведке, разработке и добыче нефти и газа на арендованном нефтегазоносном участке или горном отводе самостоятельно и, если применимо, в отношении других долевого собственников, в общем случае в соответствии с условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.

P	
Партнерство	Nostrum Oil & Gas LP, которая являлась холдинговой компанией Группы до реорганизации.
Углеводородное сырье	Углеводороды, находящиеся в твердом, жидком или газообразном состоянии. Пропорции различных составляющих в углеводородном сырье отличаются в каждом из обнаруженных месторождений. Если коллектор в основном содержит легкие углеводороды, он характеризуется как газовое месторождение. Если преобладают более тяжелые углеводороды, то месторождение характеризуется как нефтяное. Характерной чертой нефтяного месторождения может являться свободный газ, расположенный над нефтью, и содержание некоторого количества легких углеводородов, также называемых попутным газом.
Возможные запасы (3P)	Возможные запасы — это запасы, которые можно добыть с долей вероятности вплоть до низкой (10% вероятности). С этими запасами связана относительно высокая степень риска. Доказанные, вероятные и возможные запасы называются запасами 3P.
Вероятные запасы (2P)	Вероятные запасы — это запасы, анализ геологических и инженерных данных по которым предполагает, что их добыча скорее вероятна, чем нет. Существует вероятность не менее 50% того, что объем добытых ресурсов будет равняться показателю вероятных запасов или превысит его. Доказанные и вероятные запасы называются запасами 2P.
Переработка	Получение товарной продукции из углеводородного сырья, полученного из нефтяных и газовых скважин.
Разрешение на добычу	Горный отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО «Жаикмунай» Компетентным органом.
Добывающая скважина	Скважина, пробуренная для добычи нефти или газа либо пригодная для добычи после определения продуктивной структуры и характеристик.
Прибыльная нефть	Прибыльная нефть — это разница между компенсационной нефтью и общим объемом сырой нефти, добытой в течение каждого месяца, которая разделяется между Государством и ТОО «Жаикмунай».
Перспективные ресурсы	Оцененное количество нефти на определенную дату, которое потенциально извлекаемо из необнаруженных залежей.
Доказанные запасы (1P)	Доказанные запасы (1P) — это запасы, добыча которых вероятна с высокой степенью определенности (достоверность 90%). С этими запасами связана относительно низкая степень риска. Доказанные разработанные запасы — это запасы, которые можно добыть из имеющихся скважин с помощью имеющейся инфраструктуры и методов добычи. Для доказанных неразработанных запасов потребуется разработка.
СУУР	Система управления углеводородными ресурсами 2007 года, которая предлагает ряд определений и рекомендаций для обеспечения последовательного подхода в международной нефтяной промышленности, организованная Обществом инженеров нефтегазовой промышленности, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа.
СРП или Соглашение о разделе продукции	Контракт на дополнительную разведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в Западно-Казахстанской области, № 81 от 31 октября 1997 г., с поправками, заключенный между ТОО «Жаикмунай» и Компетентным органом (в настоящее время МЭ), представляющим Государство.
Закон о СРП	Закон Республики Казахстан от 8 июля 2005 г. № 68-III «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море».

Q

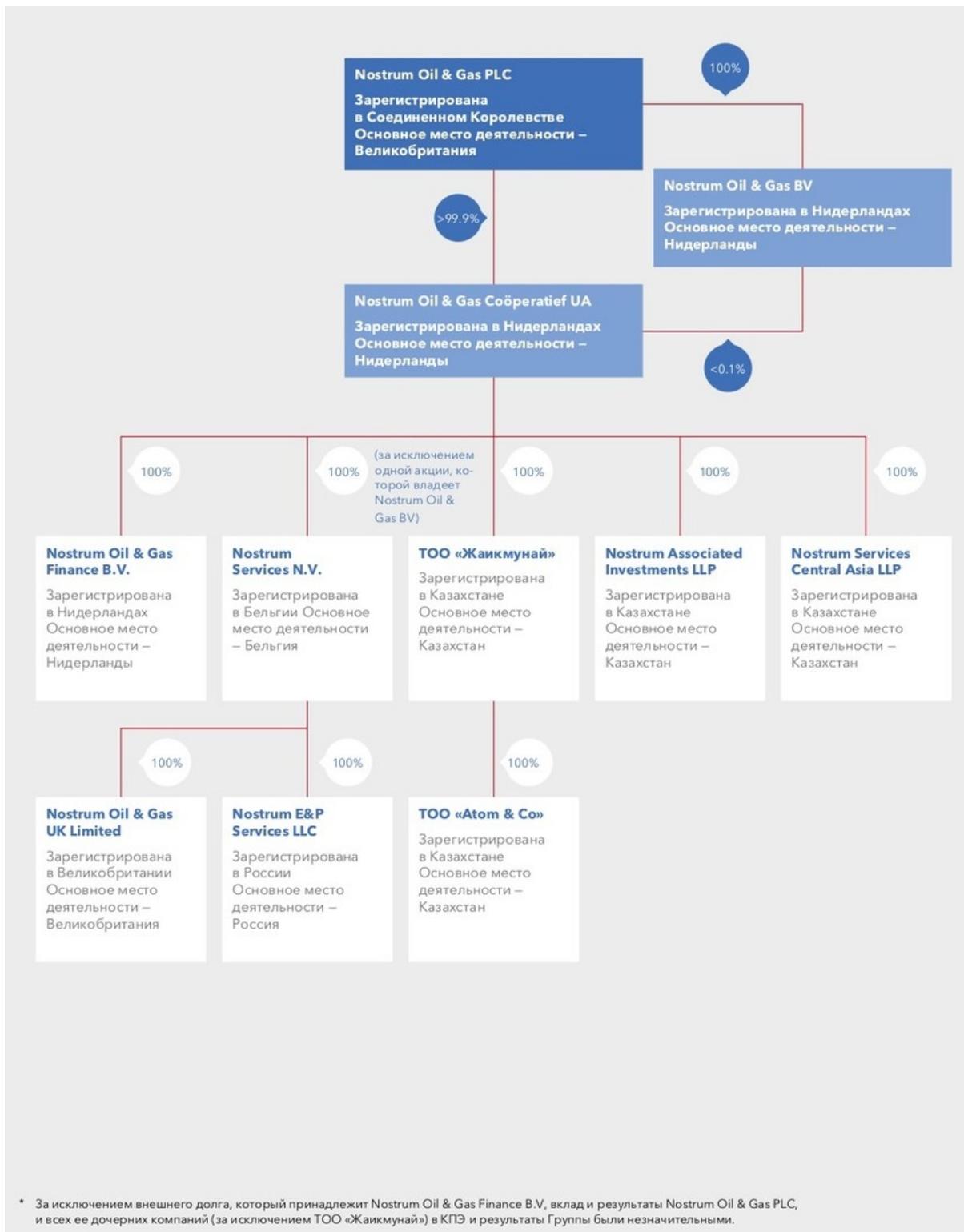
ОКП, ОТ, ТБ и ООС Обеспечение качества продукции, охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды.

R

Извлечение	Второй этап добычи углеводородов, во время которого внешние флюиды, такие как вода или газ, нагнетаются в пласт для поддержания пластового давления и вытеснения углеводородов по направлению к стволу скважины.
Отложения	Пористый и проницаемый пласт, содержащий природное скопление извлекаемой нефти и (или) газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными заслонами, и изолированный от других коллекторов.
РК	Республика Казахстан.
Роялти	Доля в нефтегазовом месторождении, предоставляющая владельцу право на долю добытых нефти или газа без затрат на добычу.
Ryder Scott	Независимая консалтинговая компания в области добычи нефти и газа Ryder Scott Company LP, главный офис которой находится по адресу 621 Seventeenth Street, Suite 1550, Denver, Colorado, 80293, USA (США).
<hr/>	
S	
Товарный газ	Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым характеристикам согласно договорам о продаже газа.
Сейсмические исследования	Использование ударных волн, вызванных контролируруемыми взрывами динамита или другими средствами, для определения характера и контура подземного геологического строения.
Закрытие	Прекращение добычи на скважине.
Скважина с боковым стволом	Скважина или ствол скважины, который частично отклоняется от первоначальной траектории бурения.
Социальная инфраструктура	Активы, обеспечивающие предоставление социальных услуг, т. е. больницы, школы, коммунальное жилье и т. д.
Забуривание	Начало операций по бурению.
Заинтересованное лицо	Физическое или юридическое лицо, которое может повлиять на, или на которое могут повлиять, или которое считает, что на него могут повлиять решения или действия юридического лица.
Государство	Республика Казахстан.
Доля государства	Доля добычи углеводородов (в денежном или натуральном выражении), причитающаяся Республике Казахстан по СРП.
Приостановленная скважина	Приостановленная скважина в текущий момент не используется для оценки или добычи и закрыта. Она будет либо возвращена в эксплуатацию или использована для оценки, либо закрыта и ликвидирована.
<hr/>	
T	
TCFD	Рабочая группа по раскрытию финансовой информации, связанной с изменением климата.
Тенге или KZT	Законная валюта Республики Казахстан.
Тонна	Метрическая тонна.
Триллион	10 в 12-й степени.
<hr/>	
U	
УНГГ	«Уральскнефтегазразведка». Правительство Казахской ССР приняло в марте 1960 года решение о создании консорциума «Уральскнефтегазразведка» для проведения разведки нефти и газа в районе Уральска. В 1960-х одах консорциум принимал участие в более чем 59 проектах по разведке. В 1970 году консорциум был переименован в «Уральскую расширенную нефтегазоразведочную экспедицию».
UOG	ОО «Урал Ойл энд Газ» (Ural Oil and Gas LLP).
Кодекс корпоративного управления Великобритании	Свод принципов обеспечения эффективного корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый Советом по финансовой отчетности Великобритании (FRC).
<hr/>	
W	
Скважина	Скважина, пробуренная для проверки неизвестной залежи или добычи из

Устье скважины	известной залежи. Колонная головка включает фитинг из ковanej или литой стали на вершине скважины (привариваемый или закрепляемый болтами к верхней части кондуктора), а также головки обсадной колонны, корпус трубодержателя, фонтанную арматуру, сальниковое устройство и манометры.
Программа работ	График работ, согласованный между сторонами (владельцами разрешений, участниками СРП и правительством), которые должны быть выполнены за определенный период времени согласно договору.
КРС (капитальный ремонт скважины)	Текущее техобслуживание или ремонт добывающей скважины в целях поддержания, восстановления или увеличения продукции.
РВП или разрешение на водопользование	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным кодексом.
Z	
ТОО «Жаикмунай»	Основная операционная компания Группы.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ГРУППЫ
по состоянию на 31 декабря 2019 г.



Долями в ТОО «Жаикмунай» владеет компания Nostrum Coöperatief Oil & Gas U.A. («Coop») (100,00%).

Вся информация, предоставленная на основании Правил предоставления и обеспечения открытости информации Управления финансовой деятельности Великобритании («FCA»), находится в общественном доступе в разделе официальных сообщений на веб-сайте Nostrum.

Такая информация также учитывает требования Казахстанской фондовой биржи (KASE) о предоставлении сведений обо всех крупных сделках, касающихся ТОО «Жаикмунай», за отчетный период.

Крупных сделок, затрагивающих уставной капитал ТОО «Жаикмунай», или изменений в структуре собственности Компании в отчетном периоде не было.

ТОО «Жаикмунай» не имеет прямого или косвенного участия в капитале других лиц. В 2019 году инвестиции в капитал дочерних предприятий не осуществлялись.

Информация о штатном расписании приведена на с. 32.

РУКОВОДСТВО ТОО «ЖАИКМУНАЙ»

Исполнительное руководство ТОО «Жаикмунай»

В состав исполнительного руководства ТОО «Жаикмунай» входит Генеральный директор. Наблюдательный совет в ТОО «Жаикмунай» отсутствует. Комитеты при Совете директоров в ТОО «Жаикмунай» отсутствуют.

Жомарт Даркеев

- Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»
- Дата рождения: 01.01.1966
- Гражданство: Казахстан
- Занимаемые должности (в хронологическом порядке), сферы деятельности:
- С 1 марта 2008 г. является Административным директором ТОО «Жаикмунай», с 14 ноября 2016 г. — Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Образование и опыт работы:

Ранее работал в компании Derkl Oil & Gas в качестве помощника бурильщика, а также ведущим инженером-разработчиком в Государственной холдинговой компании «Казахгаз».

В ТОО «Жаикмунай» г-н Даркеев занимал должности Помощника генерального директора, Главного административного менеджера, Инженера-менеджера и Заместителя генерального директора.

- Закончил среднюю школу имени Фурманова и Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин».
- Г-н Даркеев не владеет акциями или другими долями в ТОО «Жаикмунай» или Nostrum Oil & Gas PLC.

Вознаграждение исполнительного руководства

Общая сумма вознаграждения г-на Даркеева за 2018 год составила 87 647 400 00 тенге (включает базовое вознаграждение без учета индивидуального подоходного налога и пенсионных взносов). Г-н Даркеев не владеет акциями или иными долями в уставном капитале ТОО "Жаикмунай" или любых его аффилированных лиц. Премии по результатам работы за 2019 год не выплачивались.

В отношении г-на Даркеева ТОО «Жаикмунай» уплатило в 2019 году пенсионные взносы в размере 2 550 000 тенге.

Распределение прибыли среди участников

ТОО «Жаикмунай» является дочерней компанией Группы и ее основной операционной дочерней компанией. Периодически Компания осуществляет распределение прибыли среди ее участников. Совет директоров нашей материнской компании Nostrum ежегодно пересматривает дивидендную политику.

Распределение прибыли среди участников ТОО «Жаикмунай» за последние три года (в 2017, 2018 и 2019 годах) не осуществлялось.

Поскольку уставной капитал ТОО «Жаикмунай» не представлен акциями, требование о публикации сведений о прибыли в расчете на акцию или балансовой стоимости в расчете на акцию отсутствует.

Раздел Б. Финансовая отчетность и аудиторский отчет

ТОО «Жаикмунай»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

СОДЕРЖАНИЕ

Аудиторский отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность

15.

31. События после отчетной
даты.....

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2019 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	6	–	50.241
Основные средства	7	661.185	1.926.262
Активы в форме права пользования	5	6.875	–
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	7.620	7.021
Авансы, выданные за долгосрочные активы	8	1.368	13.152
		677.048	1.996.676
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	9	35.849	29.584
Торговая дебиторская задолженность	11	31.239	35.732
Предоплата и прочие краткосрочные активы	10	10.609	19.225
Денежные средства и их эквиваленты	12	13.716	7.059
		91.413	91.600
Итого активы		768.461	2.088.276
Капитал и обязательства			
Капитал и резервы			
Капитал	13	4.112	4.112
Прочие резервы		32.586	32.586
(Накопленный убыток) / нераспределённая прибыль		(516.791)	468.579
		(480.093)	505.277
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	14	1.100.573	1.070.736
Долгосрочные обязательства по аренде	15	641	–
Долгосрочная часть финансовой гарантии	14	2.887	4.111
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	16	27.502	21.894
Задолженность перед Правительством Казахстана	17	5.070	5.280
Обязательство по отсроченному налогу	27	40.924	395.224
		1.177.597	1.497.245
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	14	4.013	4.627
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	15	6.735	–
Текущая часть финансовой гарантии	14	1.594	1.594
Торговая кредиторская задолженность	18	29.395	49.679
Авансы полученные		335	394
Подходный налог к уплате		216	484
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	17	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	19	27.638	27.945
		70.957	85.754
Итого капитал и обязательства		768.461	2.088.276

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах Error: Reference source not found- Error: Reference source not found являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2019 год	2018 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		218.511	296.034
Выручка от продаж на внутреннем рынке		103.617	93.893
	20	322.128	389.927
Себестоимость реализации	21	(174.204)	(166.263)
Валовая прибыль		147.924	223.664
Общие и административные расходы	22	(12.658)	(12.380)
Расходы на реализацию и транспортировку	23	(46.362)	(50.590)
Затраты по финансированию	24	(46.747)	(55.798)
Налоги кроме подоходного налога	25	(22.930)	(29.728)
Убыток от обесценения	4, 6, 7	(1.352.173)	(117.575)
Прибыль / (убыток) от курсовой разницы, нетто		804	(784)
Процентные доходы		86	253
Прочие доходы		8.411	5.357
Прочие расходы	26	(13.001)	(46.203)
Убыток до налогообложения		(1.336.646)	(83.784)
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу		(3.024)	(10.156)
Экономия / (расходы) по отсроченному подоходному налогу		354.300	(10.565)
Экономия / (расходы) по корпоративному подоходному налогу	27	351.276	(20.721)
Убыток за год		(985.370)	(104.505)
Прочий совокупный (убыток) / доход за год		—	—
Итого совокупный убыток за год		(985.370)	(104.505)

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	2019 год	2018 год
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Убыток до налогообложения		(1.336.646)	(83.784)
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию		143.077	116.998
Убыток от обесценения	6, 7	1.352.173	117.575
Затраты по финансированию	24	46.747	55.798
Прибыль от финансовой гарантии		(1.224)	(1.180)
Процентные доходы		(86)	(253)
Чистые курсовые разницы по инвестиционной и финансовой деятельности		253	311
Убыток от выбытия основных средств		116	1.510
Резервы по сомнительной задолженности		–	85
Начисленные обязательства		3.934	2.691
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		208.344	209.751
<i>Изменения в оборотном капитале:</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		(6.265)	164
Изменения в торговой дебиторской задолженности		4.493	(1.212)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		6.136	7.203
Изменения в торговой кредиторской задолженности		4.962	(2.351)
Изменения в авансах полученных		(59)	(885)
Изменения в обязательстве перед Правительством Казахстана		(1.030)	(1.031)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(979)	(6.365)
Поступление денежных средств от операционной деятельности		215.602	205.274
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(3.481)	(7.315)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		212.121	197.959
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Проценты полученные		86	253
Приобретение основных средств		(115.411)	(167.733)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(983)	(2.517)
Приобретение дочерних компаний		–	(1.675)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(116.308)	(171.672)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Уплаченные затраты по финансированию	14	(100.647)	(104.223)
Выплаты основной суммы обязательства по аренде	15	(17.543)	(237)
Погашение займов	28	–	(8.000)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании	12	(599)	(358)
Полученные займы	14	29.650	60.350
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(89.139)	(52.468)

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах *Error: Reference source not found- Error: Reference source not found* являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(17)	(21)
Чистое увеличение / (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		6.657	(26.202)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		7.059	33.261
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	12	13.716	7.059

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ**За год, закончившийся 31 декабря 2019 года**

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал Товари- щества	Прочие резервы	Нерасре- делённая прибыль / (Накоплен- ный убыток)	Итого
На 31 декабря 2017 года		4.112	32.586	568.236	604.934
Влияние МСФО 9		–	–	6.905	6.905
На 1 января 2018 года (пересчитано по МСФО 9)		4.112	32.586	575.141	611.839
Убыток за год		–	–	(104.505)	(104.505)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(104.505)	(104.505)
Выпуск финансовой гарантии	14	–	–	(2.057)	(2.057)
На 31 декабря 2018 года		4.112	32.586	468.579	505.277
Убыток за год		–	–	(985.370)	(985.370)
Итого совокупный убыток за год		–	–	(985.370)	(985.370)
На 31 декабря 2019 года		4.112	32.586	(516.791)	(480.093)

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Общие сведения

Товарищество с ограниченной ответственностью «Жаикмунай» (далее по тексту – «Товарищество» или «Жаикмунай») было образовано в Казахстане в 1997 году.

28 февраля 2014 года Товарищество приобрело в сделке под общим контролем 1.000 простых акций «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», составляющих 100% его уставного капитала, у «Nostrum Oil & Gas B.V.» (предыдущее наименование – «Zhaikmunai Netherlands B.V.»), предприятия, находящегося под общим контролем материнской компании. В 2014 году Товарищество реализовало 100% долю участия в действующих дочерних организациях «Zhaikmunai Finance B.V.», «Zhaikmunai International B.V.» и «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» компании «Nostrum Oil & Gas B.V.».

28 декабря 2018 года Товарищество приобрело 100%-ную долю участия в ТОО «Atom&Co» за денежное вознаграждение в размере 1,7 миллиона долларов США с основной целью получения контроля над административным офисом в Уральске. Эта сделка была учтена как приобретение активов, который находился в финансовой аренде у предприятия. 20 августа 2019 года произошло слияние Товарищества с ТОО «Atom&Co».

Деятельность Группы включает в себя один операционный сегмент и 3 (три) разведочные концессии, расположенные в Казахстане.

Группа не имеет конечной контролирующей стороны.

Зарегистрированный юридический адрес Группы: Республика Казахстан, г. Уральск, ул. А. Карева, 43/1.

Данная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Группы 29 апреля 2020 года.

Данная консолидированная финансовая отчётность включает финансовое положение и результаты деятельности Товарищества и его полной дочерней компании ТОО «Atom&Co».

Срок действия лицензии

Группа осуществляет свою деятельность в соответствии с контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и разделе углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту – «Контракт») от 31 октября 1997 года между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и Группой на основании лицензии МГ № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года Группа заключила договоры на приобретение активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трёх нефтегазовых месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 года Группа получила право собственности на недропользование касательно данных трёх месторождений нефти и газового конденсата в Казахстане в результате подписания соответствующих дополнительных соглашений Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее по тексту – «Министерство Энергетики»).

Срок действия лицензии Чинаревского месторождения первоначально включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлен до 26 августа 2018 года.

Контракт на разведку и добычу углеводорода на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года первоначально включал 3-летний период разведки и 12-летний период добычи. 16 августа 2019 года условия контракта были изменены на условия модельного контракта и период разведки был продлен до 16 августа 2022 года.

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 6-летний период разведки и 19-летний период добычи. В дальнейшем, период разведки был дополнительно продлен до 31 декабря 2021 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года первоначально включал 5-летний период разведки и 20-летний период добычи. В дальнейшем период разведки был дополнительно продлён до 31 декабря 2021 года.

Платежи роялти

Группа должно осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от уровня добычи углеводородов и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой сырой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Роялти учитывается на валовой основе.

Доля Государства в прибыли

Группа осуществляет выплаты Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% произведённой продукции, остающейся после вычетов роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, и затрат на дополнительную разведку и разработку. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается денежными средствами. Доля Государства в прибыли учитывается на валовой основе.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (Совет по МСФО). Консолидированная финансовая отчётность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости. Консолидированная финансовая отчётность представлена в долларах США, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства использования суждений в процессе применения учётной политики Группы. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчётности, раскрыты в *Примечании 4*.

Непрерывность деятельности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе принципа непрерывности деятельности.

Группа осуществляет постоянный мониторинг своей ликвидности, краткосрочных прогнозов и ключевых финансовых показателей, чтобы обеспечить наличие достаточного объема средств для покрытия своих обязательств по мере их возникновения. Кроме того, на ежеквартальной основе Группа проводит анализ ликвидности на чувствительность в отношении изменений цен на сырую нефть, объемов добычи и сроков завершения различных текущих проектов. В поисках новых возможностей для восполнения свободных мощностей инфраструктуры Группы руководство также сосредоточено на ряде действий, направленных на улучшение прогноза ликвидности в ближайшей перспективе. К ним относится дальнейшая оптимизация затрат для сокращения капитальных, операционных и общих и административных расходов.

Базовый сценарий модели непрерывной деятельности был подготовлен исходя из предположения о том, что цена на нефть составляет 45 долларов США за баррель на протяжении 2020 и 2021 гг. Модель ликвидности в базовом варианте показывает, что Группа сможет функционировать в обычном режиме и обладать достаточным финансовым запасом в течение 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности.

Как указано в Примечании 31, в период после отчетной даты цены на нефть рухнули из-за разногласий между странами ОПЕК+ в отношении уровней добычи, усугубляемых снижением будущего спроса на нефть, вызванного перебоями в бизнесе и экономической деятельности в результате нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Хотя страны ОПЕК + вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

ежедневных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть.

Руководство также рассмотрело любые дополнительные риски COVID-19. Добыча нефти и газа была классифицирована как принципиально значимый бизнес в Казахстане, поэтому операции продолжают. Планы действий в чрезвычайных ситуациях были разработаны как для защиты рабочей силы, так и для обеспечения достаточного количества персонала для продолжения операций. Таким образом, руководство пришло к выводу, что в настоящее время нет никаких других существенных последствий для операций и ликвидности Группы на момент выпуска консолидированной финансовой отчетности в результате COVID-19. Тем не менее, признается, что существует неопределенность в отношении будущего развития этого вопроса, которое может повлиять на способность Группы предоставлять прогнозируемые объемы производства в период 2020 года - начала 2021 года.

В результате этой неопределенности был определен правдоподобный пессимистичный сценарий при цене на нефть в 30 долл. США за баррель, отражающий рыночные условия, наблюдающиеся после окончания года в течение всего периода, охватываемого моделью. Это представляет собой сценарий, в котором производство соответствует прогнозу в базовой модели, но условия на конец года сохраняются в течение 12 месяцев.

Результаты вероятного пессимистичного сценария показали, что в ближайшей перспективе ликвидность Группы подвержена такому падению цен на нефть. Без смягчающих мер длительный период низких цен на нефть на уровне 30 долл. США за баррель приведет к тому, что Группа не сможет покрыть свои денежные операционные и процентные расходы в 2021 году. Таким образом, ликвидность Группы подвержена непредвиденным событиям вне контроля Группы.

В результате, Группа объявила 31 марта 2020 года, что теперь будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы. Группа в процессе назначения финансового консультанта для начала переговоров с держателями облигаций. Группа потребует внесения изменений в краткосрочной перспективе для защиты ликвидности группы в течение периода непрерывности деятельности и реструктуризации для обеспечения постоянной эффективности. Результаты любых обсуждений с держателями облигаций являются неопределенными. В случае устойчивых низких цен на нефть, предусмотренных в вероятном случае спада, Группе, вероятно, потребуется внести изменения в условия оплаты в рамках облигаций, чтобы они вступили в силу в течение периода непрерывности деятельности.

Группа также предпринимает другие разумные меры по смягчению последствий, которые могут быть выполнены в необходимые сроки и которые будут защищать ликвидность. Они включают в себя отмену неиспользованных капитальных затрат в течение периода без влияния на прогнозируемый объем добычи в период оценки непрерывности деятельности и выявление дальнейшего снижения операционных расходов и общих и административных расходов.

Таким образом, при формировании анализа о способности Группы непрерывно продолжать свою деятельность, руководство сделало существенные суждения о том, что:

- Прогнозируемые денежные потоки Группы в течение следующих 12 месяцев с даты утверждения консолидированной финансовой отчетности зависят от устойчивости среды с низкими ценами на нефть и способности Группы осуществлять смягчающие действия в рамках контроля Группы; а также
- Способность Группы успешно взаимодействовать с держателями облигаций в отношении реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.

Это представляет собой существенные неопределенности, которые могут вызвать существенные сомнения в способности Группы продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

После подробного рассмотрения существенных неопределенностей, руководство удовлетворено тем, что у Группы имеется достаточно ресурсов для продолжения работы в обозримом будущем, на период не менее 12 месяцев с даты настоящей консолидированной финансовой отчетности. По этим причинам руководство продолжает использовать принцип непрерывности деятельности при подготовке консолидированной финансовой отчетности. Соответственно, данная финансовая отчетность не включает какие-либо корректировки балансовой стоимости или классификации активов и обязательств, которые могли бы возникнуть, если бы Группа не смогла продолжать свою деятельность в обозримом будущем.

3. ИЗМЕНЕНИЯ В УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКЕ И РАСКРЫТИЯХ

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, применённые Группой

Принципы учёта, принятые при составлении консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении финансовой отчётности Группы за предыдущий год, за

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

исключением принятых на 1 января 2019 года новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже. Группа не применяла других стандартов, интерпретации и изменения, которые были опубликованы, но не вступили в силу. Природа и влияние новых стандартов, применимых к консолидированной финансовой отчетности Группы, описаны ниже:

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, измерения, представления и раскрытия договоров аренды и требует от арендаторов учета всех видов аренды в рамках единой модели учета в балансе.

В соответствии с МСФО (IFRS) 16 учет арендодателя по МСФО (IAS) 17 практически не изменился. Арендодатели продолжают классифицировать аренду как операционную или финансовую аренду, используя принципы, аналогичные МСФО (IAS) 17.

Группа выбрала модифицированный ретроспективный подход при первоначальном применении МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 года. Согласно этому подходу, стандарт применяется ретроспективно с совокупным эффектом первоначального применения стандарта, признанным на дату первоначального применения. В результате первоначальные отчеты 2019 и 2018 годов представлены согласно МСФО (IFRS) 16 и МСФО (IAS) 17, где обязательство по аренде и соответствующий актив в форме права пользования было основано на будущих платежах по аренде, как определено в стандарте, и активы в форме права пользования признавались в размере обязательств по аренде с корректировкой на сумму ранее произведенной предоплаты или начисленных обязательств по аренде.

Как отмечалось ранее, Группа не пересматривала сравнительные раскрытия информации о влиянии МСФО 16. Для обеспечения сравнительных данных, результаты МСФО (IFRS) 16 были выделены для сопоставления по периодам.

В результате применения МСФО (IFRS) 16 Группа применила единый подход к признанию и оценке для всех видов аренды, за исключением краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Группа применила особые переходные требования и упрощения практического характера, предусмотренные стандартом.

Влияние МСФО 16 на консолидированный отчет о финансовом положении следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	1 января 2019 года
Активы в форме права пользования	34.184
Итого внеоборотные активы	34.184
Итого активы	34.184
Долгосрочные обязательства по аренде	16.216
Всего долгосрочных обязательств	16.216
Обязательства по аренде. текущая часть	17.968
Всего текущих обязательств	17.968
Общая сумма капитала и обязательств	34.184

Ниже приведены суммы, признанные в составе прибылей и убытков:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в расходы на реализацию и транспортировку)	4.462
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в себестоимость реализации)	2.653
Расходы по амортизации активов в форме права пользования (включены в общие и административные расходы)	186
Расходы по аренде (включены в расходы на реализацию и транспортировку)	(4.984)
Расходы по аренде (включены в себестоимость реализации)	(2.951)
Расходы по аренде (включены в общие и административные расходы)	(224)
Затраты по финансированию	1.287
Прочий доход	(428)
Расходы по отложенному подоходному налогу	–
	1

Влияние применения МСФО (IFRS) 16

У Группы имеются договора аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов. До принятия МСФО (IFRS) 16 Группа признавала расходы, классифицированные как аренда согласно МСФО (IAS) 17, как финансовую аренду или операционную аренду.

Договор аренды классифицировался как финансовая аренда, если Группе передавались практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом; в противном случае договор аренды классифицировался как операционная аренда. Финансовая аренда капитализировалась на дату начала аренды по справедливой стоимости арендованного имущества или, если эта сумма меньше, по приведенной стоимости минимальных арендных платежей, которые определялись на дату начала арендных отношений. Арендные платежи распределялись между процентами (которые признавались как затраты по финансированию) и уменьшением обязательства по аренде. В случае операционной аренды стоимость арендованного имущества не капитализировалась, а арендные платежи признавались в качестве расходов по аренде в прибылях или убытках линейным методом на протяжении срока аренды.

Аренда, ранее классифицированная как финансовая аренда

Группа не изменила первоначальную балансовую стоимость признанных активов и обязательств на дату первоначального применения по договорам аренды, ранее классифицированным как финансовая аренда (т. е. активы в форме права пользования и обязательства по аренде равны активам и обязательствам по аренде, признанным в соответствии с МСФО (IAS) 17). Требования МСФО (IFRS) 16 были применены к этим договорам аренды с 1 января 2019 года.

Аренда, ранее классифицировавшаяся как операционная аренда

Для аренды, ранее классифицировавшейся как операционная аренда или соглашения об обслуживании, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью, Группа признала активы в форме права пользования и обязательства по аренде. Активы в форме права пользования были признаны в сумме, равной обязательствам по аренде. Обязательства по аренде были признаны по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей, дисконтированной с использованием ставки привлечения дополнительных заемных средств 11% на дату первоначального применения.

Согласно МСФО (IAS) 17 контракты на бурение и транспортировку были полностью признаны в качестве соглашений об обслуживании и, следовательно, не включены в операционный лизинг. Данные соглашения на аренду буровых установок и железнодорожных вагонов включали различные дополнительные услуги, такие как услуги по предоставлению персонала, обслуживание, работы по бурению и прочие. В соответствии с МСФО (IFRS) 16 Группа разделила компоненты аренды и компоненты, не относящиеся к аренде, и признала компоненты, не относящиеся к аренде, по отдельности. В случаях, когда стоимость дополнительных услуг не указана отдельно, уплаченное возмещение распределяется на основании сравнительных цен отдельных компонентов аренды и компонентов, не относящихся к аренде. Эффект от признания компонентов аренды по договорам на обслуживание составил 28.356 тысяч долларов США.

Группа применила доступные упрощения практического характера, в результате чего она:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

- Использовала единую ставку дисконтирования в отношении портфеля договоров аренды с обоснованно аналогичными характеристиками;
- Аренда, срок которой истекает в течение 12 месяцев с даты первоначального применения МСФО (IFRS) 16, была классифицирована как краткосрочная аренда;
- Активы в форме права пользования были признаны по величине, равной обязательствам по аренде, оцениваемым по приведенной стоимости оставшихся арендных платежей;
- Исключила первоначальные прямые затраты из оценки актива в форме права пользования на дату первоначального применения;
- Использовала суждения задним числом при определении срока аренды, если договор содержал опцион на продление или прекращение аренды.

Разница между договорными обязательствами по операционной аренде, раскрытыми в соответствии с МСФО (IAS) 17 по состоянию на 31 декабря 2018 года, и обязательствами по аренде, признанными в консолидированном отчете о финансовом положении на дату первоначального признания, выглядит следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Договорные обязательства по операционной аренде на 31 декабря 2018 года	10.848
Плюс: расходы по аренде, ранее признанные как сервисные услуги	28.356
Итого обязательства по аренде до дисконтирования	39.204
Сумма дисконтирования по ставке привлечения дополнительных заемных средств	(5.020)
Итого обязательства по аренде на 1 января 2019 года	34.184

Краткое изложение новой учетной политики

Ниже представлены основные положения новой учетной политики Группы, примененной в результате принятия МСФО (IFRS) 16, которые использовались с даты первоначального применения:

Активы в форме права пользования

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды (т. е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Если у Группы отсутствует достаточная уверенность в том, что она получит право собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанный актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

Обязательства по аренде

На дату начала аренды Группа признает обязательства по аренде, оцениваемые по приведенной стоимости арендных платежей, которые будут осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе по существу фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Группа исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Группой опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Для расчета приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств на дату начала аренды, если процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей. Кроме того, в случае модификации, изменения срока аренды, изменения по существу фиксированных арендных платежей или изменения оценки опциона на покупку базового актива производится переоценка балансовой стоимости обязательства по аренде.

Выделение компонентов аренды и компонентов, не связанных с арендой

Когда договоры аренды (например, аренда буровых установок и железнодорожных вагонов) включают в себя различные дополнительные услуги, такие как расходы на персонал, техническое обслуживание, деятельность, связанную с бурением, и другие компоненты, Группа разделяет такие неарендные компоненты и признает их отдельно. Если дополнительные услуги не оцениваются по отдельности, выплачиваемое вознаграждение распределяется на основе относительных индивидуальных цен арендных и неарендных компонентов.

Разграничение элементов фиксированных и переменных арендных платежей

Некоторые договоры аренды включают в себя фиксированные ставки, когда актив находится в эксплуатации, и различные альтернативные ставки (например, «ставки за простой» для аренды буровых установок) для периодов, когда актив задействован в конкретных видах деятельности или на простое, но договор все еще действует. В целом, изменчивость арендных платежей по этим договорам основана на различном уровне использования и активности, и переменные элементы были определены как относящиеся только к компонентам, не связанным с арендой. Следовательно, компоненты аренды этих договорных платежей считаются фиксированными для целей МСФО (IFRS) 16.

Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к краткосрочным договорам аренды машин и оборудования (т. е. к договорам, в которых на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку). Группа также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды офисного оборудования, стоимость которого считается низкой (т. е. ниже до 5.000 долларов США). Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода по аренде линейным методом в течение срока аренды.

Значительное суждение при определении элемента аренды

Применение МСФО (IFRS) 16 требует от Группы формирования суждений, которые влияют на оценку обязательств по аренде и соответствующих активов в форме права пользования, включая определение договоров в сфере применения МСФО (IFRS) 16 и процентной ставки, применяемой для дисконтирования будущих денежных потоков.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

МСФО (IFRS) 16 определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен. Группа применяет суждение для оценки того, имеется ли у нее достаточная уверенность в том, что она исполнит опцион на продление или опцион на прекращение аренды. При этом учитываются период времени до наступления срока исполнения опциона, плата за расторжение, а также степень и характер планируемых будущих капитальных вложений. Суждение пересматривается на каждую отчетную дату. Пересмотр оставшегося срока аренды может привести к пересчету обязательства по аренде и существенной корректировке соответствующих балансов.

МСФО (IFRS) 16 требует, чтобы Группа определяла, содержит ли договор аренду на дату вступления в силу. Как правило, оценить является ли договор договором на аренду или нет, обычно не сложно. Однако при применении определения аренды к определенным договоренностям требуется суждение. Например, в контрактах, которые включают значительную часть услуг, определение того, передает ли контракт право на использование определенного актива, требует значительного суждения.

Приведенная стоимость арендных платежей определяется с использованием ставки дисконтирования, представляющей собой процентную ставку привлечения дополнительных заемных средств, рассчитанную на основе государственных ценных бумаг, применимой к тому же арендатору, скорректированную с учетом премии за страновой риск и среднего кредитного спреда компаний с рейтингом, аналогичным рейтингу Группы, наблюдаемому в период начала или модификации договора аренды.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости активов в форме права пользования Группы и обязательств по аренде, а также движений в течение периода, представлена в Примечании 5 и Примечании 15, соответственно.

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23: Неопределенность в отношении правил исчисления подоходного налога

Разъяснение рассматривает порядок учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределенными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- Рассматривает ли организация неопределенные налоговые трактовки отдельно;
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налоговых трактовок налоговыми органами;
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

Организация должна решить, рассматривать ли каждую неопределенную налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределенными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределенности. Разъяснение вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные освобождения при переходе.

При первоначальном применении Группа произвела анализ, имеются ли какие-нибудь неопределенные налоговые трактовки, в особенности относительно трансфертного ценообразования. Группа определила исходя из проведенной оценки налоговых неопределенностей, что существует высокая вероятность того, что налоговые органы признают текущую практику налогового учета. Разъяснение не имело влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Поправки к МСФО (IFRS) 9: Особенности досрочного погашения с отрицательной компенсацией

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий SPPI) и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию SPPI независимо от того, какое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора. Данные поправки не имели какого-либо влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015–2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

МСФО 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что налоговые последствия в отношении дивидендов в большей степени связаны с прошлыми операциями или событиями, которые генерировали распределяемую прибыль, чем с распределениями между собственниками. Следовательно, организация должна признавать налоговые последствия в отношении дивидендов в составе прибыли или убытка, прочего совокупного дохода или собственного капитала в зависимости от того, где организация первоначально признала такие прошлые операции или события. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. При первом применении данных поправок организация должна применять их к налоговым последствиям в отношении дивидендов, признанных на дату начала самого раннего сравнительного периода или после этой даты. Поскольку Группа не ожидает выплаты дивидендов в предстоящий отчетный период, эти поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже. Организация должна применять данные поправки в отношении затрат по заимствованиям, понесенных на дату начала годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данные поправки, или после этой даты. Организация должна применять данные поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты. Допускается досрочное применение. Поскольку действующая политика Группы соответствует требованиям поправок, поправки не оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность.

Стандарты выпущены, но еще не вступили в силу

Стандарты и интерпретации, применимые к консолидированной финансовой отчетности Группы, которые выпущены, но еще не вступили в силу до даты выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы, представлены ниже. Группа намерена принять эти стандарты, когда они вступят в силу.

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования», новый всеобъемлющий стандарт учета договоров страхования, охватывающий признание и оценку, представление и раскрытие информации. После вступления в силу МСФО (IFRS) 17 заменит МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования», выпущенный в 2005 году. МСФО (IFRS) 17 применяется ко всем типам договоров страхования (т. е. к страхованию жизни, не жизни, прямому страхованию и перестрахованию), независимо от типа организаций, которые их выпускают, а также определенные гарантии и финансовые инструменты с возможностью дискреционного участия. Будут применяться несколько исключений из области. Общая цель МСФО (IFRS) 17 – предоставить модель учета договоров страхования, которая будет более полезной и последовательной для страховщиков. МСФО (IFRS) 17 предоставляет всеобъемлющую модель договоров страхования, охватывающую все соответствующие аспекты бухгалтерского учета. Основой МСФО (IFRS) 17 является общая модель, дополненная следующим:

- Специальный подход для контрактов с прямым участием (метод переменной оплатой).
- Упрощенный подход (метод распределения премий) в основном для краткосрочных контрактов.

МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для отчетных периодов, начинающихся 1 января 2021 года или после этой даты, при этом требуются сравнительные данные. Досрочное применение допускается при условии, что предприятие также применяет МСФО 9 и МСФО 15 в день или до даты, когда оно впервые применяет МСФО (IFRS) 17. Этот стандарт не применим к Группе.

Поправки к МСФО 3: определение бизнеса

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к определению бизнеса в МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса», чтобы помочь организациям определить, является ли приобретенный набор видов деятельности и активов бизнесом или нет. Они разъясняют минимальные требования для бизнеса, устраняют

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

оценку того, способны ли участники рынка заменить какие-либо недостающие элементы, добавляют указания, чтобы помочь организациям оценить, является ли приобретенный процесс существенным, сужают определения бизнеса и результатов и вводят необязательный тест концентрации справедливой стоимости. Новые иллюстративные примеры были предоставлены вместе с поправками.

Поскольку поправки применяются перспективно к операциям или другим событиям, которые происходят в день или после даты первого применения, Группа не будет затронута этими поправками на дату перехода.

Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8: определение существенности

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» и МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в учетных оценках и ошибки» для согласования определения «существенного» по стандартам и уточнения некоторых аспектов определения. Новое определение гласит: «Информация является существенной, если ее пропуск, искажение или маскировка могут повлиять на решения, принимаемые основными пользователями финансовой отчетности на основе этих финансовых отчетов, представляющих финансовую информацию о конкретном юридическом лице.

Ожидается, что поправки к определению существенности не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Затраты на разведку

Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов, связанных с разведкой и оценкой до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов.

Существенные оценки и допущения: Расходы на разведку

В случае если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжаться классифицироваться как актив.

Все подобные затраты подлежат анализу с технической, коммерческой и с точки зрения руководства, как минимум раз в год, с целью подтверждения намерения продолжать разработку открытого месторождения или иным образом извлекать выгоду из него. Если намерение не подтверждено, то затраты списываются.

Стоимость приобретения лицензий на разведку изначально капитализируется в активы, связанные с разведкой и оценкой. Расходы на приобретение лицензий и имущества пересматриваются на каждую отчетную дату, чтобы подтвердить, отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или твердо запланировано, либо что оно было определено, либо что ведётся работа, чтобы определить является ли открытие экономически жизнеспособным на основе ряда технических и коммерческих соображений и делается ли достаточный прогресс в создании планов и сроков развития. Если будущая деятельность не запланирована или лицензия была отказана или истекла, балансовая стоимость затрат на лицензии и приобретения имущества списывается через прибыль или убыток.

Товарищество владеет лицензиями на разведку в Западно-Казахстанской области, включая Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское месторождения, срок действия которых истекает 16 августа 2022 года, 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2021 года, соответственно. Товарищество намерено продолжать развитие активов по разведке, и, исходя из предыдущего опыта получения Товариществом продления, продолжает капитализировать затраты в состав активов на балансе. Более подробную информацию относительно условий недропользования смотрите в Примечании 1.

Существенное учётное суждение: Расходы на разведку

Руководство применило суждение при определении всех трех разведочных месторождений в качестве одной единицы, генерирующие денежные средства, при оценке их возмещаемой стоимости. После признания

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

доказанных запасов и внутреннего одобрения на развитие соответствующие расходы переносятся на нефтегазовые объекты.

Вероятные запасы на Ростошинском и Дарьинском месторождениях по отчету оценки запасов на 31 декабря 2018 года были реклассифицированы в категорию условных ресурсов по состоянию на 31 декабря 2019 года до времени проведения дальнейших разведочных работ. В связи с этим, на 31 декабря 2019 года Группа отразила обесценение всей стоимости активов, связанных с разведкой и оценкой, в размере 50.533 тысячи долларов США, а также соответствующего баланса НДС к возмещению в размере 2.478 тысяч долларов США.

Более детальная информация об обесценении активов, связанных с разведкой и оценкой, раскрыта в *Примечании 6*.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазовых активов. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Когда проект развития переходит в стадию производства, капитализация определённых затрат на строительство и развитие прекращается, и затраты либо рассматриваются как часть стоимости запасов, либо списываются, за исключением затрат, которые подлежат капитализации, связанных с увеличением нефтегазовых активов, усовершенствованием и новыми разработками.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Группа амортизирует с использованием линейного метода в течение срока лицензий на разведку и добычу. Активы, которые имеют сроки полезной службы меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируются с использованием линейного метода.

Прочие основные средства

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением актива. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе, и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на прибыли и убытки в том году, в котором они возникли

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчётных сроков полезной службы активов:

	Годы
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

Более детальную информацию по основным средствам, смотрите в *Примечании 7*.

Существенное учётное суждение: запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Эти объёмы запасов используются для расчёта ставки амортизации по производственному

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Группой будущих экономических выгод.

Существенные оценки и допущения: запасы нефти и газа

Группа использует оценку запасов, предоставленную независимым оценщиком на ежегодной основе для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Данная оценка запасов производится в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Группа использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются.

Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче, наличии новых данных, или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные неразработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Пересмотр прогнозируемых запасов в сторону понижения в будущем может привести к относительному увеличению амортизационных отчислений. Оценки промышленных извлекаемых запасов нефти и газа и соответствующих будущих чистых денежных потоков также влияют на оценку обесценения Группы. Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов и амортизации приведена в *Примечании 7*.

Кроме того, обязательства по выводу объектов из эксплуатации могут потребовать пересмотра - когда изменения в оценках запасов влияют на ожидания относительно того, когда такие виды деятельности будут происходить, и сопутствующие расходы на эти виды деятельности (более подробно о соответствующих существенных учетных суждениях, оценках и допущениях см. в разделе «Вывод из эксплуатации»). Кроме того, признание и балансовая стоимость отложенных налоговых активов могут измениться из-за изменений в суждениях относительно возмещаемости таких активов и в оценках вероятного восстановления таких активов.

Обесценение основных средств и разведочных активов

Группа оценивает активы или группы активов, называемые единицами, генерирующими денежные потоки (ЕГДП), на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость актива или ЕГДП может быть не возмещена. Например, изменения в планах Группы, существенное снижение рыночных цен на сырьевые товары, простаивание оборудования, физическое повреждение или, для нефтяных и газовых активов, существенное снижение прогнозируемых резервов, увеличение предполагаемых будущих расходов на разработку или затрат на вывод из эксплуатации. Если существует какой-либо такой признак обесценения, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Индивидуальные активы сгруппированы в ЕГДП для целей оценки на предмет обесценения на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в значительной степени независимы от денежных потоков других групп активов. Возмещаемая стоимость ЕГДП является наивысшей из ее справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие и стоимости использования. Если балансовая стоимость ЕГДП превышает ее возмещаемую стоимость, ЕГДП считается обесцененным и списывается до его возмещаемой стоимости.

Внутренняя бизнес модель денежных потоков, утверждаемая на ежегодной основе руководством, является основным источником информации для определения возмещаемой стоимости. Модель содержит прогнозы добычи нефти и газа, объёмы продаж для различных видов продукции, доходы, затраты и капитальные затраты. При подготовке внутренней модели руководство применяет различные допущения по ценам на

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

сырье, глобальному равновесию спроса и предложения на нефть и природный газ, другим макроэкономическим факторам и прошлым тенденциям и колебаниям. При оценке возмещаемой стоимости предполагаемые будущие денежные потоки корректируются на риски, специфичные для данных групп активов, и дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки стоимости капитала до налогообложения.

Существенное учётное суждение: определение единицы, генерирующей денежные потоки

Определение активов, генерирующих денежные потоки, необходимо для целей проверки активов на предмет обесценения. Руководство определило единую единицу, генерирующую денежные потоки, в составе внеоборотных активов Группы, включающую все активы Группы, связанные с Чинаревским месторождением, разведочными активами и установками подготовки газа. Это главным образом основано на том факте, что углеводороды, добываемые на Чинаревском месторождении, перерабатываются и пропускаются через ряд различных установок.

Существенное учётное суждение, оценки и допущения: обесценение основных средств, активов, связанных с разведкой и оценкой

Степень обесценения определяется исходя из наилучшей оценки руководства таких допущений как будущие цены на сырьевые товары, ожидаемые операционные расходы и капитальные затраты, ставка дисконтирования, доказанные и вероятные запасы и соответствующие ожидаемые будущие объёмы производства и фискальные режимы.

Возмещаемая стоимость определяется путём расчёта ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на выбытие ЕГДП на основе модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. В 2019 году возмещаемая стоимость отражала справедливую стоимость за вычетом затрат на выбытие ЕГДП (2018 год: ценность использования). Модель дисконтированных денежных потоков учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения, и относится к оценке Уровня 3 в иерархии справедливой стоимости. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами.

Основные допущения, использованные в модели дисконтированных денежных потоков Группы, отражающие прошлый опыт и учитывающие внешние факторы, подлежат периодическому пересмотру. Эти предположения:

- цена на нефть (в реальном выражении): 45 долл.США / барр. на 2020 год, 50 долл.США / барр. на 2021 год, 55 долл.США / барр. на 2022 год и 60 долл.США / барр. на 2023-2032 года (2018 год: 67.5 долл.США/барр. На 2019-2032 года);
- доказанные и вероятные запасы углеводородов, подтверждённые независимыми инженерами;
- производственные отчёты, основанные на внутренних оценках Группы, подтверждённые независимыми инженерами;
- все денежные потоки прогнозируются на основе стабильных цен, т.е. инфляция и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

темпы роста игнорируются;

- динамика затрат для разработки месторождений и последующие эксплуатационные расходы в соответствии с оценками запасов и динамикой добычи; и
- ставка дисконтирования до налогообложения 10,5% (2018 год: 15,4%).

Учитывая результаты операционной деятельности и связанные с этим различные аналитические исследования, Группа решила прекратить бурение в 2020 году и в будущем сосредоточиться на добавлении дополнительных сторонних газовых потоков через установку переработки газа. Согласно отчету о оценке запасов “Ryder Scott”, дальнейшее бурение планируется проводить на Чинаревском месторождении с конца 2021 года, но это зависит от того, сможет ли Группа поддерживать достаточную ликвидность для финансирования такой программы.

В результате данных изменений, сопровождающимся сокращением запасов 2P, которые предполагается извлечь на Чинаревском месторождении в период 2020-2032 гг., в дополнение к динамике изменений цен на нефть, Группа определила признаки обесценения. Была оценена возмещаемая стоимость ЕГДП, которая была сопоставлена с ее балансовой стоимостью, в результате была признана дополнительная сумма обесценения нефтегазовых активов в сумме 1.301.640 тысяч долларов США в дополнение к 117.575 тысячам долларов США, ранее признанным в 2018 году.

В 2018 году обесценение в размере 117.575 тысяч долларов США было распределено между работающими нефтегазовыми активами и незавершенным строительством пропорционально их балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2018 года (67.740 тысяч долларов США и 49.835 тысяч долларов США, соответственно).

В соответствии с тем же подходом начисление обесценения по состоянию на 31 декабря 2019 года было распределено между работающими нефтегазовыми активами (1.169.828 тысяч долларов США), незавершенным строительством (106.825 тысяч долларов США) и прочими основными средствами (24.987 тысяч долларов США) пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2019 года, в результате чего возмещаемая сумма основных средств составила 661.185 тысяч долларов США (2018 г.: 1.926.262 тысячи долларов США), что соответствует возмещаемой стоимости.

Учитывая значительное снижение цен на нефть после 31 декабря 2019 года (см. Примечание 31), Группа проанализировала чувствительность возмещаемой стоимости к сценарию, в котором допущение цены на нефть составляет 40 долл. США за баррель в течение срока действия лицензии, и отметила, что это приведет к дальнейшему обесценению в размере 256.388 тысяч долларов США. Более того, дальнейшее снижение запасов на 10% или увеличение ставки дисконтирования после налогообложения на 2% может привести к увеличению суммы обесценения на 98.245 тысяч долларов США и 68.194 тысячи долларов США, соответственно, тогда как увеличение в затратах на развитие месторождения и операционных расходах на 10% на протяжении всего срока лицензии может привести к дополнительному обесценению в размере 65.122 тысяч долларов США.

С другой стороны, определенное положительное развитие, такое как успешное снижение рисков разрушения пласта в будущем и соответствующие изменения в планах и результатах бурения с соответствующим увеличением 2P запасов или увеличение

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

использования перерабатывающих мощностей Группы, может оказать влияние на восстановление обесценения. Любое восстановление будет ограничено таким образом, чтобы балансовая стоимость ЕГДП не превышала наименьшую из возмещаемой стоимости или балансовой стоимости за вычетом амортизации, определенной в случае, если бы в предыдущих годах обесценение ЕГДП не было признано.

Более подробная информация, касающаяся балансовой стоимости нефтегазовых активов и связанных с ними износа, истощения, амортизации и обесценения, представлена в *Примечании 7*.

Налогообложение

Существуют неопределённости касательно толкования сложных налоговых постановлений, изменений в налоговом законодательстве, сумм и сроков будущих налогооблагаемых доходов. Имея широкий спектр международных деловых отношений и долгосрочность и сложность существующих контрактных договорённостей, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными предположениями, или будущими изменениями к таким предположениям, могут привести к будущим корректировкам к ранее признанным налоговым базам доходов и расходов. Группа создаёт резервы, на основании разумных оценок, на возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих регионов, в которых она оперирует. Сумма таких резервов зависит от нескольких факторов, таких как опыт прошлых налоговых проверок и расхождений в толковании налогового законодательства Группой и соответствующими налоговыми органами. Такие расхождения в толковании могут возникнуть в связи со многими вопросами в зависимости от условий, которые преобладали для соответствующих юрисдикций Группы.

Текущий корпоративный подоходный налог

Активы и обязательства по текущему корпоративному подоходному налогу оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, это ставки и законодательство, которые применяются к соответствующему налогооблагаемому доходу.

Текущий корпоративный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчёте о совокупном доходе. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отражённых в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создаёт оценочные обязательства.

Отсроченный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода балансовых обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчётности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний, и которая в момент её совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчётную дату.

Отсроченные активы и обязательства по отсроченному налогу зачитываются друг против друга, если имеется обеспеченное юридической защитой право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой организации и налоговому органу.

Более подробную информацию о раскрытии текущего и отсроченного подоходного налога по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов см. в *Примечании 27*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Существенные учётные оценки и допущения неопределённости: налогообложение

Налоговое законодательство и нормативные акты Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и различным интерпретациям. Случаи противоречий между местными, региональными и национальными налоговыми органами не являются редкостью. Из-за неопределённостей, связанных с налоговой системой Республики Казахстан, предельная сумма налогов, штрафов и процентов, если таковые имеются, может превышать сумму, отнесённую на расходы на текущую дату и начисленную на 31 декабря 2019 года.

Группа подлежит регулярным налоговым проверкам, а также процессу, в рамках которого налоговые расчёты обсуждаются и согласовываются с налоговыми органами. Несмотря на то, что окончательный результат таких налоговых проверок и обсуждений не может быть определён с уверенностью, Руководство оценивает уровень резервов по налогам, которые вероятны к оплате, на основе профессиональных консультаций и рассмотрения характера текущих обсуждений с налоговым органом.

По состоянию на 31 декабря 2019 года Руководство считает, что его интерпретация соответствующего законодательства является обоснованной и что существует вероятность сохранения налогового положения Группы. В той степени, в которой фактические результаты отличаются от оценок Руководства, начисления подоходного налога, а также изменения в текущих и отложенных налоговых активах или обязательствах могут возникать в будущих периодах. Более детальную информацию, смотрите в Примечании 27.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональной валютой Товарищества является доллар США. Функциональной валютой дочерней компании ТОО «Atom&Co» является тенге.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранных валютах первоначально учитываются Группой в соответствующей функциональной валюте по курсу на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчётную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Неденежные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Авансы, выданные за долгосрочные активы

Авансы, выданные под капитальные вложения/приобретение долгосрочных активов, квалифицируются как долгосрочные вне зависимости от срока поставок соответствующих активов либо получения работ или услуг для закрытия авансов. Авансы, выданные под покупку долгосрочных активов, признаются Группой в качестве долгосрочных активов и не дисконтируются.

Более детальную информацию по авансам, выданным за долгосрочные активы, смотрите в *Примечании 8*.

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам, включает все активы по незавершённому строительству, на которые не начисляется амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы в основном состоят из скважин и прочего незавершённого строительства инфраструктуры нефтегазового месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации – это средневзвешенное значение затрат по займам, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода. Все прочие затраты по займам признаются в отчёте о совокупном доходе в том периоде, в котором они возникли.

Более детальную информацию относительно капитализации затрат по займам, смотрите в *Примечании 7*.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСП»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу, основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

основе объёма добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчётную цену продажи в рамках обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Более детальную информацию относительно раскрытия товарно-материальных запасов по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, смотрите в *Примечании 9*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Оценочные резервы и условные обязательства

Оценочные резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды в целях исполнения обязательства, и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства. Группа пересматривает резервы на каждую отчётную дату и корректирует их исходя из имеющейся наилучшей оценки. Если достаточная вероятность, оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства более не имеет место, резерв сторнируется.

Группа признает обязательство как условное, если данное обязательство является возможным и возникшим из прошлых событий, наличие которого будет подтверждено только наступлением или не наступлением одного или нескольких будущих событий, возникновение которых неопределённо и которые не полностью находятся под контролем предприятия; или существующее обязательство, которое возникает из прошлых событий, но не признаётся, так как не представляется вероятным, что для урегулирования обязательства потребуются выбытие ресурсов, содержащих экономические выгоды или величина обязательства не может быть оценена с достаточной степенью надёжности.

Группа не признает условные обязательства, но раскрывает условные обязательства в *Примечании 29*, если только вероятность выбытия каких-либо ресурсов для урегулирования обязательства не является незначительной.

Вывод из эксплуатации

Резерв на вывод из эксплуатации признается в полном объёме, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма, и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва.

Группа оценивает будущие расходы на демонтаж и восстановление объектов нефтегазового комплекса со ссылкой на сметы, предоставленные либо внутренними, либо внешними инженерами, с учётом предполагаемого метода демонтажа и восстановления участка, требуемого в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Величина резерва представляет собой приведённую стоимость ожидаемых расходов, необходимых для погашения обязательства по ценам текущего года, скорректированным с учётом ожидаемой долгосрочной инфляции и дисконтированной по применяемой ставке.

Увеличение на сумму дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в затратах по финансированию. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости основных средств, к которым он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется, как часть капитальных затрат по нефтегазовым активам, на основе производственного метода.

Резервы на восстановление участков пересматриваются Группой на каждую отчётную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах».

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчётном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (а) изменения прибавляются или вычитаются к/из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков;
- (б) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСФО (IAS) 36.

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка раскрыты в *Примечании 16*.

Существенные учётные суждения: резервы и условные обязательства

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Резервы и обязательства признаются в том периоде, когда существует вероятность того, что произойдёт отток денежных средств в результате прошлых операций или событий, и сумма оттока денежных средств может быть надёжно оценена. Сроки признания и количественного определения обязательства требуют применения суждения к существующим фактам и обстоятельствам, которые могут быть изменены. Балансовая стоимость резервов и обязательств регулярно пересматривается и корректируется с учётом изменяющихся фактов и обстоятельств.

Ввиду затруднения предсказания результата судебного процесса, существенные суждения руководства применяются при оценке необходимости признания резерва, корректировке ранее признанного резерва или раскрытию условного обязательства отдельно по каждому судебному процессу.

Значительные учётные оценки и допущения: положения и условные обязательства

Группа создаёт резерв на будущую ликвидацию нефтегазовых объектов и восстановление участков. При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством, в частности в отношении определения периода возникновения будущих денежных потоков и ставки дисконтирования.

Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий. Таким образом, большинство событий, связанных с ликвидацией, наступают в далёком будущем, и точная дата ликвидации скважин и восстановления участка может измениться, что может повлиять на фактические денежные потоки. Руководство Группы считает, что долгосрочные процентные ставки по Евробондам, выпущенным Министерством Финансов Республики Казахстан в долларах США, являются наилучшей оценкой соответствующей ставки дисконтирования, нескорректированной на риск. Любые изменения в ожидаемых будущих расходах отражаются как в резерве, так и в активе. Более того, фактические затраты на ликвидацию активов могут отличаться от оценок из-за изменений в технологиях, в природоохранном законодательстве и нормах, а также ожиданиях. В результате могут быть внесены значительные коррективы в установленные положения, которые повлияют на будущие финансовые результаты. Более подробную информацию об обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка смотрите в *Примечании 16*.

Прочие краткосрочные обязательства

В соответствии с контрактами на разведку и добычу, Группа регулярно признает обязательства по невыполнению рабочих программ и/или корректирует их методом начисления. Расчёт обязательств руководством производится на основании данных, содержащихся в последней рабочей программе, включённой в контракт на разведку и добычу, и его дополнения, а также вероятных условий оплаты (включая валюту, в которой будет произведено погашение обязательств). Будущие изменения в рабочей программе могут потребовать корректировки обязательств, признанных в консолидированной финансовой отчётности.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Товарищество применило упрощение практического характера, Товарищество первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Товарищество применило упрощение практического характера, оценивается по цене сделки в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через ПСД, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется тестом «денежных потоков» (SPPI-тестом) и осуществляется на уровне каждого инструмента.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет, будут ли денежные потоки следствием получения предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход с последующей реклассификацией накопленных прибылей и убытков (долговые инструменты);
- финансовые активы, классифицированные по усмотрению организации как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход без последующей реклассификации накопленных прибылей и убытков при прекращении признания (долевые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Данная категория является наиболее уместной для Группы. Группа оценивает финансовые активы по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

Финансовые активы Группы включают денежные средства, долгосрочные и краткосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Прекращение признания

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Финансовый актив (или – где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться (т. е. исключается из консолидированного отчета Группы о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Обесценение финансовых активов

Группа признает резерв на ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) по всем долговым инструментам, которые не учитываются по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ основаны на разнице между договорными денежными потоками, причитающимися в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированными по первоначальной эффективной процентной ставке. Ожидаемые денежные потоки будут включать денежные потоки от продажи залогового обеспечения или других кредитных улучшений, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. Для кредитных рисков, для которых не наблюдалось значительного увеличения кредитного риска с момента первоначального признания, ОКУ предоставляются для убытков по кредитам, возникающих в результате событий дефолта, которые возможны в течение следующих 12 месяцев (12-месячный ОКУ). Для тех кредитных рисков, для которых произошло значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, резерв на потери необходим для кредитных потерь, ожидаемых в течение оставшегося срока действия риска, независимо от сроков дефолта (пожизненный ОКУ).

В отношении торговой дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Таким образом, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого признает резерв на покрытие убытков, основанный на пожизненных ОКУ на каждую отчетную дату.

Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения предусмотренных договором денежных потоков.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства классифицируются при первоначальном признании соответственно, как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, кредиторская задолженность или производные инструменты, классифицированные по усмотрению Группы как инструменты хеджирования при эффективном хеджировании.

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае кредитов, займов и кредиторской задолженности) непосредственно относящихся к ним затрат по сделке. Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, а также займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Кредиты и займы

Данная категория является наиболее значимой для Группы. После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки по таким финансовым обязательствам признаются в составе прибыли или убытка при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

В данную категорию, главным образом, относятся процентные займы. Более подробная информация представлена в Примечании 14.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором на существенно отличающихся условиях или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается в отчете о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в отчёте о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закреплённого права произвести взаимозачёт, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты в консолидированном отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения 3 месяца или менее, но исключая любые денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут быть использованы Группой и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей отчёта о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и их эквивалентов согласно определению выше за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Более детальную информацию относительно денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, смотрите в *Примечании 12*.

Признание выручки

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат и СУГ по договорам, цена по которым определяется согласно котировкам Platt's и/или Argus, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество, где это применимо. Группа реализует газ по фиксированным ценам.

Выручка по договорам с покупателями признается, когда контроль над товарами передается покупателю. В случае продажи сырой нефти, газового конденсата и сжиженного нефтяного газа это обычно происходит, когда товар физически передается на судно, в трубопровод, вагон, цистерны или другой механизм доставки; в случае продажи газа - когда продукт физически передается в трубопровод.

Группа пришла к выводу, что, как правило, она выступает в качестве принципала в заключенных ею договорах, предусматривающих получение выручки, поскольку обычно Группа контролирует товары или услуги до их передачи покупателю.

5. АКТИВЫ В ФОРМЕ ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ

<i>В тысячах долларов США</i>	Машины и оборудование	Транспортные средства	Всего
Сальдо на 1 января 2019 года	26.825	7.359	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.467)	(16)	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.086)	–	(10.086)
Начисленная амортизация	(12.089)	(3.651)	(15.740)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленной амортизации	3.183	3.692	6.875
На 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	7.643	7.339	14.982
Накопленная амортизация	(4.460)	(3.647)	(8.107)
Сальдо, за вычетом накопленной амортизации	3.183	3.692	6.875

Активы в форме права пользования признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Активы в форме права пользования были признаны на основе суммы, равной арендным обязательствам.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибылей и убытков.

Смотрите *Примечание 15* в отношении обязательств по аренде.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 год	31 декабря 2018 год
Права на недропользование	15.835	15.835
Затраты на геологические и геофизические исследования	34.698	34.406
Обесценение активов, связанных с разведкой и оценкой	(50.533)	–
Активы, связанные с разведкой и оценкой на 31 декабря	–	50.241

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, поступления в активы, связанные с разведкой и оценкой, в размере 920 тысяч долларов США были уменьшены на сумму списания капитализированных социальных затрат в размере 628 тысяч долларов США в результате подписания дополнений к контракту на недропользование по Ростошинскому месторождению (2018 год: 2.413 тысяч долларов США). Проценты не капитализировались в состав активов, связанных с разведкой и оценкой.

Смотрите Примечание 4 в отношении анализа по обесценению.

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Нефтегазовые активы	648.495	1.886.844
Прочие основные средства	12.690	39.418
	661.185	1.926.262

Нефтегазовые активы

Категория «Нефтегазовые активы» в основном представляет собой скважины, установки подготовки нефти и газа, активы по транспортировке нефти и прочие связанные активы. Изменения в нефтегазовых активах за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов, представлены следующим образом:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 года, за вычетом накопленного износа	1.130.385	768.326	1.898.711
Поступления	1.330	216.936	218.266
Переводы	131.900	(131.900)	–
Выбытия	(2.203)	–	(2.203)
Износ выбытий	842	–	842
Начисленный износ и истощение	(111.197)	–	(111.197)
Убыток от обесценения	(67.740)	(49.835)	(117.575)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа и обесценения	1.083.317	803.527	1.886.844
Поступления	15.044	156.405	171.449
Переводы	839.331	(842.083)	(2.752)
Выбытия	(90)	–	(90)
Износ выбытий	41	–	41
Начисленный износ и истощение	(130.344)	–	(130.344)
Перенос обесценения	(43.234)	43.234	–
Убыток от обесценения	(1.169.828)	(106.825)	(1.276.653)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа и обесценения	594.237	54.258	648.495
По состоянию на 31 декабря 2017 года			
Первоначальная стоимость	1.898.361	768.326	2.666.687
Накопленный износ	(767.976)	–	(767.976)
Сальдо, за вычетом накопленного износа	1.130.385	768.326	1.898.711
По состоянию на 31 декабря 2018 года			
Первоначальная стоимость	1.961.397	803.527	2.764.924
Накопленный износ и обесценение	(878.080)	–	(878.080)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и обесценения	1.083.317	803.527	1.886.844
По состоянию на 31 декабря 2019 года			
Первоначальная стоимость	2.883.423	167.684	3.051.107
Накопленный износ и обесценение	(2.289.186)	(113.426)	(2.402.612)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и обесценения	594.237	54.258	648.495

«Незавершённое строительство» представляет собой компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, затраты буровой установки, платежи подрядчикам и платежи по обязательствам по выбытию активов, напрямую относящихся к разработке скважин до завершения оценки результатов бурения скважины.

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 12,04% и 10,33% в 2019 и 2018 годах, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов.

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (*Примечание 16*) за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, привело к увеличению нефтегазовых активов на 4.354 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшение в размере 2.823 тысяч долларов США).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита. Ставки капитализации и капитализированные затраты по займам представлены следующим образом по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ
(продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	100.220	107.572
Ставка капитализации	9,32%	8,95%
Капитализированные затраты по займам	55.691	53.153

По состоянию на 31 декабря 2019 года основные средства Группы на сумму 229.176 тысяч долларов заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Finance Gas B.V.» (Примечание 14) (31 декабря 2018 года: 246.414 тысяч долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2018 года, за вычетом накопленного износа	31.565	5.164	776	7.726	44	45.275
Поступления	552	463	9	344	–	1.368
Переводы	115	(168)	–	97	(44)	–
Выбытия	(324)	(78)	–	(240)	–	(642)
Износ выбытий	222	76	–	195	–	493
Износ	(4.048)	(1.463)	(142)	(1.423)	–	(7.076)
Сальдо на 31 декабря 2018 года, за вычетом накопленного износа	28.082	3.994	643	6.699	–	39.418
Поступления	–	564	–	1.231	–	1.795
Переводы	135	25	–	2.592	–	2.752
Выбытия	(33)	(68)	(16)	(466)	–	(583)
Износ выбытий	33	26	7	450	–	516
Износ	(3.867)	(1.087)	(142)	(1.125)	–	(6.221)
Убыток от обесценения	(16.147)	(2.291)	(326)	(6.223)	–	(24.987)
Сальдо на 31 декабря 2019 года, за вычетом накопленного износа и обесценения	8.203	1.163	166	3.158	–	12.690
По состоянию на 31 декабря 2017 года						
Первоначальная стоимость	50.251	20.194	1.602	14.673	44	86.764
Накопленный износ	(18.686)	(15.030)	(826)	(6.947)	–	(41.489)
Сальдо за вычетом накопленного износа	31.565	5.164	776	7.726	44	45.275
По состоянию на 31 декабря 2018 года						
Первоначальная стоимость	50.602	20.410	1.566	14.881	–	87.459
Накопленный износ	(22.520)	(16.416)	(923)	(8.182)	–	(48.041)
Сальдо за вычетом накопленного износа	28.082	3.994	643	6.699	–	39.418
По состоянию на 31 декабря 2019 года						
Первоначальная стоимость	49.598	20.931	1.551	18.239	–	90.319
Накопленный износ и обесценение	(41.395)	(19.768)	(1.385)	(15.081)	–	(77.629)
Сальдо за вычетом накопленного износа и обесценения	8.203	1.163	166	3.158	–	12.690

8. АВАНСЫ, ВЫДАВАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	927	520
Авансы, выданные за строительные работы	441	12.632
	1.368	13.152

Авансы, выданные за долгосрочные активы, в основном, представлены авансовыми платежами поставщикам услуг и оборудования для строительства третьего блока УКПГ Группы.

9. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов товарно-материальные запасы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Материалы и запасы	23.591	23.479
Газовый конденсат	8.446	4.198
Сырая нефть	3.650	1.761
СУГ	113	126
Сухой газ	49	20
	35.849	29.584

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

10. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2019 и 2018 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Авансы выданные	5.357	4.772
НДС к получению	2.732	10.784
Прочие налоги к получению	1.713	2.947
Прочее	807	722
	10.609	19.225

Авансы выданные были преимущественно представлены предоплатой поставщикам услуг.

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов года не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Текущие счета в долларах США	12.954	6.194
Текущие счета в тенге	712	857
Текущие счета в прочих валютах	45	–
Кассовая наличность	5	8
	13.716	7.059

Кроме денежных средств и их эквивалентов, указанных в таблице выше, у Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозита ликвидационного фонда на сумму 805 тысяч долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане и 6.815 тысяч долларов США в АО «Халык банк» (31 декабря 2018 года: 7.021 тысяча долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

13. КАПИТАЛ

Уставный капитал Товарищества был внесён в тенге и составлял 600 тысяч тенге или 4 тысячи долларов США на 31 декабря 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2013 года доли ТОО «Nostrum Associated Investments» и «Клэйдон Индастриал Лтд.» в уставном капитале Группы составляют 55% и 45%. Соответственно, что соответствует 2,2 тысячам долларов США и 1,8 тысячам долларов США.

23 мая 2014 года «Nostrum Oil Coöperatief U.A.» внесла вклад в уставный капитал Группы в сумме 749.400 тысяч тенге, эквивалентную 4.108 тысячам долларов США.

21 апреля 2016 года ТОО «Жаикмунай» выкупило 0,036% доли участия в Группе у «Клэйдон Индастриал Лтд.» в размере 220 тысяч долларов США и 0,044% доли участия у ТОО «Nostrum Associated Investments» в размере 92.526 тысяч тенге (эквивалент – 274 тысячи долларов США).

30 июня 2016 года Группа продала перевыкупленные 0,08% доли компании «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» за 640 тысяч долларов США. Прибыль от продажи была признана как прочие резервы. В результате сделки «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» стал единственным участником Группы.

14. ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2033 году	559.714	559.617
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2033 году	399.372	399.282
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	145.500	–
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	116.464
	1.104.586	1.075.363
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(4.013)	(4.627)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.100.573	1.070.736

Облигации 2012, 2014

13 ноября 2012 года «Zhaikmunai International B.V.» («Первоначальный эмитент 2012») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («Облигации 2012»). 24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» заменило «Zhaikmunai International B.V.» в качестве эмитента Облигации 2012 года и приняло на себя все обязательства эмитента по Облигациям 2012 года.

14 февраля 2014 года «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» («Первоначальный эмитент 2014») выпустил облигации на сумму 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2014»). 6 мая 2014 года ТОО «Жаикмунай» заменило «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в качестве эмитента Облигаций 2014 года, при этом приняв на себя все обязательства по Облигациям 2014 года.

17 февраля 2018 года находящиеся в обращении Облигации 2012 года и Облигации 2014 года, принадлежащие лицам, не являющимся Nostrum Oil & Gas PLC и его дочерними компаниями, были приобретены у держателей облигаций компанией Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

2 мая 2018 года вступили в силу некоторые поправки к условиям Облигаций 2012 и 2014 годов, в результате чего процентная ставка по Облигациям 2012 и 2014 годов была изменена на 9,5%, начиная с 19 февраля 2018 года. Сроки погашения Облигаций 2012 и 2014 годов были перенесены на 25 июня 2033 года и 14 января 2033 года, соответственно.

Проценты по Облигациям 2012 и 2014 годов подлежат выплате 14 июня и 14 декабря каждого года.

Гарантия по Облигациям 2017

25 июля 2017 года, новообразованное юридическое лицо, компания «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.», косвенное дочернее предприятие «Nostrum Oil & Gas PLC», выпустила облигации на сумму 725.000 тысяч долларов США ("Облигации 2017 года").

Облигации 2017 года на условиях солидарной ответственности гарантируются на основе преимущественного права компаниями «Nostrum Oil & Gas PLC», «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.», ТОО «Жаикмунай» и «Nostrum Oil & Gas B.V.».

25 июля 2017 года Группа признала гарантию по справедливой стоимости в размере 5.177 тысяч долларов США, представляющую собой дисконтированную премию, рассчитанную исходя из оценки кредитного риска Эмитента 2017 года. Текущая стоимость оценочной премии по гарантии, дисконтируется по процентной ставке Облигаций 2017 г. В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала доход по финансовой гарантии в размере 974 тысяч долларов США. На 31 декабря 2019 года, общий баланс финансовой гарантии, включая долгосрочную и краткосрочную часть по состоянию на 31 декабря 2019 года, составлял 2.888 тысяч долларов США (31 декабря 2018 года: 3.861 тысяча долларов США).

Гарантия по Облигациям 2018

16 февраля 2018 года компания «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» выпустила облигации на 400.000 тысяч долларов США («Облигации 2018»).

Облигации 2018 года совместно и по отдельности гарантированы компаниями ТОО «Жаикмунай», «Nostrum Oil & Gas PLC», «Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A.» и «Nostrum Oil & Gas B.V.».

По состоянию на 16 февраля 2018 года Группа признала гарантийное обязательство по справедливой стоимости в размере 2.057 тысяч долларов США, которая представляет собой приведенную стоимость гарантийной премии, оцененной на основе оценки кредитного риска Эмитента. Приведенная стоимость гарантии, дисконтируется по процентной ставке Облигаций 2018 года. В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, Группа признала гарантийный доход в сумме 250 тысяч долларов США, и остаток задолженности по состоянию на 31 декабря 2019 года по гарантии, как текущей, так и долгосрочной, составил 1.593 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 1.844 тысячи долларов США).

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Группа заключила соглашение о предоставлении займа с «Frans Van Der Schoot B.V.», согласно которому Группа получила средства в размере 90.276 тысяч долларов США по годовой процентной ставке в размере двух ставок ЛИБОР.

15 сентября 2009 года «Frans Van Der Schoot B.V.» предоставило дополнительный займ на сумму 261.650 тысяч долларов США по ставке 2,6% годовых.

Впоследствии процентная ставка была изменена до 6,625%, а дата погашения была перенесена на 31 декабря 2022 года.

Задолженность по займу на 31 декабря 2019 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2018 года: 6,625%).

С 1 октября 2019 года в соответствии с внутригрупповым кредитным соглашением права в отношении непогашенных номинальных сумм и невыплаченных процентов были переданы от Nostrum Oil & Gas B.V. к Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 11 декабря 2019 года Группа получила дополнительный кредит в размере 24.650 тысяч долларов США от Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

Изменения в займах, возникающие в результате финансовой деятельности, следующие:

	1 января 2019 года	Влияние МСФО 9	Денежные поступления	Денежные выплаты	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Финансовые затраты по аренде	Изменения и прекращение договоров аренды	Прочее	31 декабря 2019 года
Долгосрочные займы	1.070.736	–	29.650	–	187	–	–	–	1.100.573
Текущая часть долгосрочных займов	4.627	–	–	(100.647)	100.033	–	–	–	4.013
Долгосрочные обязательства по аренде	16.216	–	–	–	–	–	(11.997)	(3.578)	641
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	17.968	–	–	(17.543)	–	2.732	–	3.578	6.735
	1.109.547	–	29.650	(118.190)	100.220	2.732	(11.997)	–	1.111.962

	1 января 2018 года	Влияние МСФО 9	Денежные поступления	Денежные выплаты	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Финансовые затраты по аренде	Изменения и прекращение договоров аренды	Прочее	31 декабря 2018 года
Долгосрочные займы	1.012.913	(7.612)	60.350	(8.000)	3.899	–	–	9.186	1.070.736
Текущая часть долгосрочных займов	15.173	–	–	(104.460)	88.577	136	–	5.201	4.627
	1.028.086	(7.612)	60.350	(112.460)	92.476	136	–	14.387	1.075.363

15. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО АРЕНДЕ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год
Обязательства по аренде на 1 января	34.184
Изменения в договорах аренды	(1.483)
Прекращение договоров аренды	(10.514)
Финансовые расходы	2.732
Сумма выплат по аренде в течение периода	(17.543)
	7.376
Текущая часть долгосрочных обязательств по аренде	6.735
Долгосрочные обязательства по аренде на 31 декабря	641

Обязательства по аренде признаются в отношении аренды транспортных средств, буровых установок и железнодорожных вагонов, которые ранее классифицировались как операционная аренда или расходы на обслуживание в соответствии с МСФО (IAS) 17. Обязательства по аренде были признаны на основании будущих арендных платежей, как определено в МСФО (IFRS) 16. Детальная информация по активам в форме права пользования представлена в *Примечании 5*.

В результате досрочного расторжения договоров аренды буровых установок соответствующие активы в форме права пользования и обязательства по аренде были списаны, и чистый результат был отражен в составе прибылей и убытков.

16. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	21.894	23.590
Дополнительный резерв	1.100	728
Амортизация дисконта	164	399
Использованный резерв	(10)	–
Изменение в оценках	4.354	(2.823)
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	27.502	21.894

Руководство произвело оценку на основании допущения, что денежные потоки произойдут в конце истечения прав на недропользование в 2033 году. Существуют неопределённости в оценке будущих затрат, поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты постоянно развиваются.

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2019 года составили 1,9% и 2,49%, соответственно (31 декабря 2018 года: 2,3% и 4,33%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, привело к увеличению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 4.354 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: уменьшение на 2.823 тысячи долларов США).

17. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ КАЗАХСТАНА

Сумма задолженности перед Правительством Республики Казахстан была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесённых Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на открытых месторождениях, и которые должны быть возмещены Группой Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Сальдо на 31 декабря 2019 и 2018 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.311	6.497
Амортизация дисконта	820	845
Уплачено в течении года	(1.030)	(1.031)
	6.101	6.311
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.070	5.280

18. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2019 и 2018 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	15.292	20.672
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	9.646	23.088
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	4.325	4.948
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	132	971
	29.395	49.679

19. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2019 и 2018 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Начисления по обучению	11.325	11.609
Прочие начисления	7.597	5.682
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	4.685	4.926
Задолженность перед работниками	1.974	1.690
Начисления по соглашениям прав на недропользование	1.270	2.174
Прочие краткосрочные обязательства	787	1.864
	27.638	27.945

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены расчётной суммой в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях.

20. ВЫРУЧКА

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Нефть и газовый конденсат	196.175	267.815
Газ и СУГ	125.948	122.112
Сера	5	–
	322.128	389.927

Цены на все виды сырой нефти, конденсата и сжиженного газа Группы прямо или косвенно связаны с ценой на нефть марки Brent. Средняя цена на нефть марки Brent в течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, составила 64,16 долларов США (2018 год: 71,69 долларов США).

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, выручка от трёх основных покупателей составила 190.343 тысячи долларов США, 96.064 тысячи долларов США и 9.252 тысячи долларов США, соответственно (2018 год: три основных покупателя: 258.898 тысяч долларов США, 80.499 тысяч долларов США и 11.924 тысячи долларов США, соответственно).

Экспорт Группы в основном представлен поставками в Беларусь и порты Черного моря в России.

21. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Износ, истощение и амортизация	136.776	115.347
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	14.173	16.133
Заработная плата и соответствующие налоги	12.781	11.677
Управленческие услуги	7.811	7.726
Материалы и запасы	4.499	5.253
Транспортные услуги	2.094	6.116
Затраты на ремонт скважин	2.077	2.767
Платежи за загрязнение окружающей среды	167	367
Изменение в запасах	(6.153)	136
Прочее	(21)	741
	174.204	166.263

22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Заработная плата и соответствующие налоги	3.493	3.595
Управленческие услуги	2.570	2.992
Профессиональные услуги	2.047	1.155
Износ и амортизация	1.812	1.651
Страховые сборы	989	1.282
Услуги связи	276	357
Материалы и запасы	157	168
Командировочные расходы	147	170
Комиссии банка	82	124
Аренда	33	–
Транспортные затраты	–	430
Прочее	1.052	456
	12.658	12.380

23. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Транспортные затраты	12.405	15.017
Затраты на погрузку и хранение	11.783	18.881
Маркетинговые услуги	11.560	12.077
Амортизация активов в форме права пользования	4.489	–
Заработная плата и соответствующие налоги	1.763	2.058
Прочее	4.362	2.557
	46.362	50.590

Амортизационные расходы связаны с активами в форме права пользования, признанными в соответствии с МСФО (IFRS) 16 в отношении арендованных железнодорожных вагонов, с 1 января 2019 года, соответствующие расходы по аренде ранее были включены в транспортные затраты за год, закончившийся 31 декабря 2018 года.

24. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Процентные расходы по займам	44.529	54.419
Амортизация дисконта по обязательствам по аренде	1.234	135
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	820	845
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации	164	399
	46.747	55.798

25. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Роялти	12.802	15.155
Экспортная таможенная пошлина	7.281	11.233
Доля Правительства	2.802	3.277
Прочие налоги	45	63
	22.930	29.728

Экспортная таможенная пошлина состоит из таможенных пошлин на вывоз сырой нефти и таможенных сборов за такие услуги, как обработка деклараций, временное складирование и т.д.

26. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Компенсации	3.576	–
Обучение	2.808	2.382
Убыток от обесценения налогового актива	2.480	–
Штрафы и пени	1.873	–
Начисления по соглашениям прав на недропользование	1.181	(3.327)
Социальные программы	313	316
Конвертация валюты	211	375
Прочие начисления	133	2.691
Убыток от выбытия основных средств	96	1.510
Спонсорство	77	52
Резерв по сомнительным долгам	–	85
Сборы за управление ликвидность	–	40.600
Прочие расходы	253	1.519
	13.001	46.203

Плата за управление ликвидностью включает транзакционные издержки, понесенные компанией «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в связи с выпуском Облигаций 2018 и 2017 годов и перевыставленных Группе (Примечание 14).

Начисления по соглашениям прав на недропользование в основном представлены суммой, рассчитанной в отношении контрактных обязательств по соглашениям на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях. Компенсация включает в себя расходы, связанные с досрочным расторжением договоров на использование буровых установок.

27. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Корпоративный подоходный налог включает:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу (Экономия) / расходы по отсроченному подоходному налогу	3.096	11.007
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(72)	(851)
Итого (экономия) / расходы по корпоративному подоходному налогу	(351.276)	20.721

Доходы Группы облагаются корпоративным подоходным налогом только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по корпоративному подоходному налогу и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку корпоративного подоходного налога, применимую к праву на недропользование Чинаревского месторождения и действующую в Республике Казахстан, представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Убыток до налогообложения	(1.336.646)	(83.784)
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	(400.994)	(25.135)
Эффект изменения налоговой базы	13.302	18.284
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(72)	(851)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	26.210	29.055
Убыток от обесценения*	9.012	–
Штрафы, не относимые на вычеты	484	(998)
Убыток от выбытия основных средств и товарно-материальных запасов	–	453
Прибыль по курсовой разнице, нетто	(241)	(1.261)
Резерв по обесценению авансовых платежей	–	26
Прочие расходы, не относимые на вычеты	1.023	1.148
(Экономия) / расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчетности	(351.276)	20.721

* Группа не признала отложенные налоговые активы по вычитаемым временным разницам по активам, связанным с разведкой и оценкой, в размере 9.012 тысяч долларов США.

Деятельность, не относящаяся к Контракту, облагается применимой установленной законом ставкой налога в размере 20%.

Эффективная ставка налога Группы за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 26,2% (2018 год: 24,73%). Эффективная налоговая ставка Группы, за исключением влияния изменений обменного курса и не вычитаемых расходов по процентам по займам, за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, составила 23,1% (2018 год: 31,8%).

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанные посредством применения официально установленной ставки налога в Республике Казахстан, применяемой к праву на недропользование Чинаревского месторождения, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности, включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	8.721	4.883
Обязательство по отсроченному налогу		
Товарно-материальные запасы	(3.646)	–
Основные средства	(45.999)	(400.107)
	(40.924)	(395.224)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Сальдо на 1 января	395.224	381.590
Принятие МСФО 9	–	3.069
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	(354.300)	10.565
Сальдо на 31 декабря	40.924	395.224

28. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, коммерческие сделки между Группой и участниками и/или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Дебиторская задолженность от и авансы выданные связанным сторонам на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлены следующим образом

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные <i>Со значительным влиянием над Группой:</i> ЗАО «КазСтройСервис»	–	11.408

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2019 и 2018 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	115.850
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	145.500	–
Торговая кредиторская задолженность <i>Со значительным влиянием над Группой:</i> ЗАО «КазСтройСервис»	430	11.420
<i>Под общим контролем</i> «Nostrum Services N.V.»	2.441	1.505

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2019 и 2018 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Погашение займа <i>Под общим контролем:</i> «Nostrum Oil & Gas B.V.»	–	8.000
Полученные займы <i>Под общим контролем:</i> «Nostrum Oil & Gas B.V.» «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	5.000 24.650	60.350 –
Проценты уплаченные <i>Под общим контролем:</i> «Nostrum Oil & Gas B.V.» «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	6.471 2.092	4.912 –
Приобретения <i>Со значительным влиянием над Группой:</i> ЗАО «КазСтройСервис»	11.322	13.975
Сборы за управление ликвидностью «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	–	40.618
Гонорар за управленческие и консультационные услуги <i>Под общим контролем:</i> ТОО «Nostrum Services Central Asia» «Nostrum Services N.V.»	– 14.444	543 14.726

28 июля 2014 года Группа заключила договор с АО «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Группы (с поправками, внесенными четырнадцатью дополнительными соглашениями с 28 июля 2014 года, «Контракт на строительство»).

Подрядчик является аффилированной компанией «Mayfair Investments B.V.», которая по состоянию на 31 декабря 2019 года владела примерно 25,7% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие услуги оплачивается в соответствии с соглашениями о технической помощи, подписанными между Товариществом, ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.», и относящиеся к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и прочих консультационных услуг. Вознаграждение (представлено краткосрочными вознаграждениями работников) ключевого управленческого персонала составило 1.935 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2019 года (2018 год: 1.570 тысяч долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается «Nostrum Services N.V.», и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

29. ФИНАНСОВЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнения касательно отражения доходов, расходов и других статей в консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 1,25. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут

охватывать более длительные периоды. В силу неопределённостей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесённую на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2019 года.

По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2019 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Группа может понести в будущем затраты, сумма которых не поддаётся определению в данный момент времени. Таковые затраты будут представлены как новые данные, развития и изменения соответствующего законодательства.

Вопросы охраны окружающей среды

Группа также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством возможностей вовлечённых сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды.

Однако в зависимости от любых неблагоприятных претензий и штрафов, начисленных казахстанскими регулирующими органами, не исключено, что будущие результаты деятельности Группы или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определённый период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2019 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 27.552 тысячи долларов США (31 декабря 2018 года: 131.373 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (после выпуска редакции от 2 сентября 2019 года), Группа обязана:

- (i) расходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;
- (ii) начислять один процент ежегодно от капитальных затрат, понесённых в течение года, на обучение граждан Казахстана; и
- (iii) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и добычу углеводородов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений требуют выполнения ряда социальных и других обязательств.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении (после его изменения 16 августа 2019 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 10.982 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) создать ликвидационный фонд для покрытия обязательств Группы по выбытию активов;

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов Дарьинского месторождения (после выпуска редакции от 31 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) финансировать не менее 19.443 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iii) финансировать расходы на ликвидацию в размере 177 тысяч долларов США.

Обязательства в соответствии с контрактом на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (после выпуска редакции от 10 октября 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) инвестировать не менее 20.151 тысячи долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 146 тысяч долларов США на обучение персонала, нанятого для работы по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 147 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 202 тысяч долларов США.

Продажи нефти на внутреннем рынке

В соответствии с Дополнением № 7 к Контракту, Группа обязана продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

30. ЦЕЛИ ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки месторождения нефти и газового конденсата Чинаревское и финансирования её деятельности, а также разведки трёх новых нефтегазовых месторождений – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, краткосрочные и долгосрочные инвестиции, денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Группы, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности, кредитный риск и риск изменения товарных цен. Руководство Группы рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения товарных цен

Группа подвергается влиянию колебаний цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Группа готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Риск изменения процентных ставок

Группа не подвержена риску изменения процентных ставок в 2019 и 2018 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов, у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

На финансовое положение Группы могут оказать влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров. Влияние на капитал такое же, как и на прибыль до налогообложения.

	Изменение в обменном курсе тенге к доллару США	Влияние на прибыль до налогообложения
2019 год		
Тысяч долларов США	12,00%	631
Тысяч долларов США	(9,00)%	(473)
2018 год		
Тысяч долларов США	14,00%	(2.790)
Тысяч долларов США	(10,00)%	1.993

Активы и обязательства Группы, выраженные в иностранных валютах, были представлены следующим образом

На 31 декабря 2019 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочее	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	717	–	–	45	762
Дебиторская задолженность	24.276	–	–	–	24.276
Кредиторская задолженность	(15.292)	(132)	(4.325)	–	(19.749)
Прочие текущие обязательства	(14.957)	–	–	–	(14.957)
	(5.256)	(132)	(4.325)	45	(9.668)

На 31 декабря 2018 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочее	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	865	–	–	–	865
Дебиторская задолженность	16.231	–	–	–	16.231
Кредиторская задолженность	(20.672)	(971)	(4.948)	–	(26.591)
Прочие текущие обязательства	(16.336)	–	–	–	(16.336)
	(19.912)	(971)	(4.948)	–	(25.831)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

В связи с нехваткой ресурсов Группа контролирует данный риск, используя инструмент планирования ликвидности. Этот инструмент позволяет выбирать тестовые сценарии с суровыми стрессовыми условиями. В целях обеспечения нужного уровня ликвидности был установлен минимальный остаток денежных средств в

качестве запасных ликвидных активов. Целью Группы является поддержка баланса между постоянным финансированием и гибкостью через использование облигаций, банковских займов, хеджирования, экспортного финансирования и финансовой аренды.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Nostrum Oil & Gas Finance B.V.» в размере 145.500 тысяч долларов США и двух облигаций: 560 миллионов долларов США, выпущенные в 2012 году и подлежащие погашению 25 июня 2033 года, и 400 миллионов долларов США, выпущенные в 2014 году и подлежащие погашению 14 января 2033 году.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов о договорных не дисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

<i>На 31 декабря 2019 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	25.210	75.630	529.579	1.716.939	2.347.358
Кредиторская задолженность	23.442	–	5.953	–	–	29.395
Прочие текущие обязательства	17.984	–	–	–	–	17.984
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	6.443	11.598
Обязательства по аренде	–	1.924	5.197	766	–	7.887
	41.426	27.392	87.553	534.469	1.723.382	2.414.222

<i>На 31 декабря 2018 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	24.719	74.156	503.675	1.808.139	2.410.689
Кредиторская задолженность	34.646	–	15.033	–	–	49.679
Прочие текущие обязательства	18.228	–	–	–	–	18.228
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	7.474	12.629
	52.874	24.977	89.962	507.799	1.815.613	2.491.225

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности, денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», имеющий кредитный рейтинг Ba1 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг Aa3 (стабильный), присвоенный кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2019 года. Группа не выдаёт гарантии по обязательствам прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Группа на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Группы безнадёжной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким. Кроме того, политика Группы заключается в том, чтобы снизить риск неуплаты со стороны своих покупателей, требуя, чтобы все покупки были оплачены заранее или обеспечены аккредитивом от международного банка.

Кредитный риск покупателей контролируется каждым бизнес подразделением, на которые распространяется установленная политика Группы, процедуры и контроль, относящийся к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается в обширной карточке оценки рейтинга. Суммы торговой дебиторской задолженности проверяются на постоянной основе.

Анализ обесценения проводится на каждую отчётную дату на индивидуальной основе для основных покупателей. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату состоит из балансовой стоимости каждого класса финансовых активов. Группа не имеет залогов в качестве обеспечения. Группа оценивает риск концентрации, относящийся к торговой дебиторской задолженности, как низкий, поскольку её покупатели расположены в нескольких юрисдикциях и индустриях и оперируют в значительной степени независимых рынках.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Приведённое ниже является сравнением балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Группы по классам, кроме тех, чья балансовая стоимость приблизительно равняется справедливой стоимости:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(1.104.586)	(1.075.363)	(453.270)	(620.440)
Обязательства по аренде	(7.376)	–	(7.376)	–
Итого	(1.111.962)	(1.075.363)	(460.646)	(620.440)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных депозитов, дебиторской задолженности, кредиторской задолженности и прочих краткосрочных обязательств, приближена к их справедливой стоимости в основном из-за краткосрочности инструментов.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств, представляет собой сумму, на которую инструменты могут быть обменены в результате текущей сделки между желающими совершить такую сделку, отличной от вынужденной продажи или ликвидации. Справедливая стоимость котировальных облигаций основана на котировках цен по состоянию на отчётную дату и соответственно была классифицирована как Уровень 1 в иерархии источников справедливой стоимости.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019, не было переводов финансовых инструментов Группы между классами в иерархии источников справедливой стоимости.

Управление капиталом

В целях управления капиталом Группы, капитал включает выпущенный капитал, дополнительно оплаченный капитал и все прочие резервы, относящиеся к долям участников. Основной целью управления капиталом Группы является увеличение прибыли участников.

Для достижения этой общей цели управление капиталом Группа, помимо прочих обстоятельств, нацелена на поддержание позиции, при которой оно соблюдает финансовые ковенанты, относящиеся к облигациям, которые определяют требования в соотношении между капиталом Группы и долговыми обязательствами. Несоблюдения финансовых ковенантов позволяют кредиторам незамедлительно потребовать погашение займов. В текущем периоде не было никаких подобных случаев несоблюдения финансовых ковенантов по займам.

Группа управляет структурой капитала и вносит корректировки в связи с изменениями в экономических условиях и требованиях финансовых ковенантов. В целях поддержания или изменения структуры капитала Группа может корректировать прибыль, подлежащую распределению участникам, возвращать капитал участникам или увеличивать капитал Группы. Группа контролирует капитал, используя коэффициент платёжеспособности, который равен чистой задолженности, разделённой на сумму общего капитала и чистой задолженности. Группа включает в чистую задолженность процентные займы и обязательства за вычетом денежных средств, краткосрочных и долгосрочных инвестиций.

<i>В тысячах долларов США</i>	2019 год	2018 год
Процентные займы и обязательства по аренде	1.111.962	1.075.363
Минус: денежные средства и их эквиваленты и средства, ограниченные в использовании	(21.336)	(14.080)
Чистая задолженность	1.090.626	1.061.283
Капитал	(480.093)	505.277
Итого капитал	(480.093)	505.277
Капитал и общая задолженность	610.533	1.566.560
Коэффициент платежеспособности	179%	68%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019, не было никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

31. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

Страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК

6 марта 2020 года страны-участницы ОПЕК и страны, не входящие в ОПЕК, (ОПЕК +) обсудили необходимость сокращения поставок нефти, чтобы привести в равновесие нефтяные рынки в результате вспышки COVID-19, которая оказала существенное влияние на спрос на нефть. Сторонам не удалось достичь соглашения 7 марта 2020 года, и «Saudi Aramco» демонстративно снизила свою официальную отпускную цену (OSP), пытаясь сделать ставку на завоевание доли рынка, а не обеспечение стабильности цен, и фактически начала ценовую войну. В результате, 9 марта 2020 года цены на нефть марки Brent рухнули примерно на 20%, а форвардная кривая на 2020 и 2021 годы упала примерно до 38 долларов за баррель и 43 долларов за баррель, соответственно. Ситуацию усугубило предполагаемое отсутствие будущего спроса на нефть, вызванное дестабилизацией бизнеса и экономической деятельности в результате вспышки нового коронавируса COVID-19 («COVID-19»). Несмотря на то, что страны ОПЕК + вместе с более широкой группой производителей впоследствии договорились о снижении суточных уровней добычи, сохраняющаяся неопределенность в отношении будущего спроса на нефть в результате продолжающегося воздействия COVID-19 ограничивает восстановление цены на нефть. Эти события продолжают оказывать влияние на волатильность цен на нефть, при этом спотовые цены на Brent достигли минимума в 20 долларов за баррель в марте 2020 года. Реализованные Группой цены на нефть в январе и феврале 2020 года в среднем составляли около 55 долларов США за баррель.

Вспышка коронавируса

Вспышка COVID-19 была подтверждена в начале 2020 года. Инфекция распространилась по всему Китаю и за его пределами, вызывая дестабилизацию бизнеса и экономической деятельности. Правительства в пострадавших странах вводят запреты на поездки, объявляют карантин и принимают другие чрезвычайные меры общественной безопасности. Несмотря на то, что эти мероприятия носят временный характер, они могут продолжаться, а также могут быть усилены меры в зависимости от распространения вспышки вируса. Офисы и помещения Группы в Казахстане остаются открытыми, при этом определенные ограничения налагаются на поездки, но необходимые работники могут работать и поддерживать активы в соответствии с высокими стандартами. Окончательные последствия вспышки COVID-19 в настоящее время неясны, и поэтому Группа не может разумно оценить влияние, которое она может оказать на будущие операции.

Существует значительная неопределенность в отношении степени и срока, в течение которого эти события будут продолжаться, но они могут оказать существенное влияние на финансовое положение Группы, будущие денежные потоки и результаты деятельности. Для получения более подробной информации о том, как эти факторы неопределенности были учтены при подготовке данной финансовой отчетности, см. раздел «Непрерывность деятельности» финансовой отчетности.

Кроме того, существенные оценки и суждения, которые будут применены при подготовке будущей финансовой отчетности, также могут быть затронуты, если сохранится текущая макроэкономическая неопределенность и уменьшатся оценки долгосрочных цен на сырьевые товары. В частности, мы ожидаем, что влияние будет следующим:

- Предполагаемая возмещаемая стоимость нашей единицы, генерирующей денежные средства, связанной с месторождением Чинаревское и соответствующими объектами, будет уменьшена. Может потребоваться

дополнительное обесценение, поскольку ЕГДП была обесценена в 2019 году и поэтому чувствительна к изменениям цен на сырье, как описано в Примечании 4; и

- Оценка запасов нефти и газа будет снижена при условии снижения долгосрочной плановой цены, на которой основаны наши оценки запасов.

Взаимодействие с держателями облигаций

31 Марта 2020 года Группа объявила, что она будет стремиться взаимодействовать с держателями облигаций в отношении возможной реструктуризации находящихся в обращении облигаций Группы.