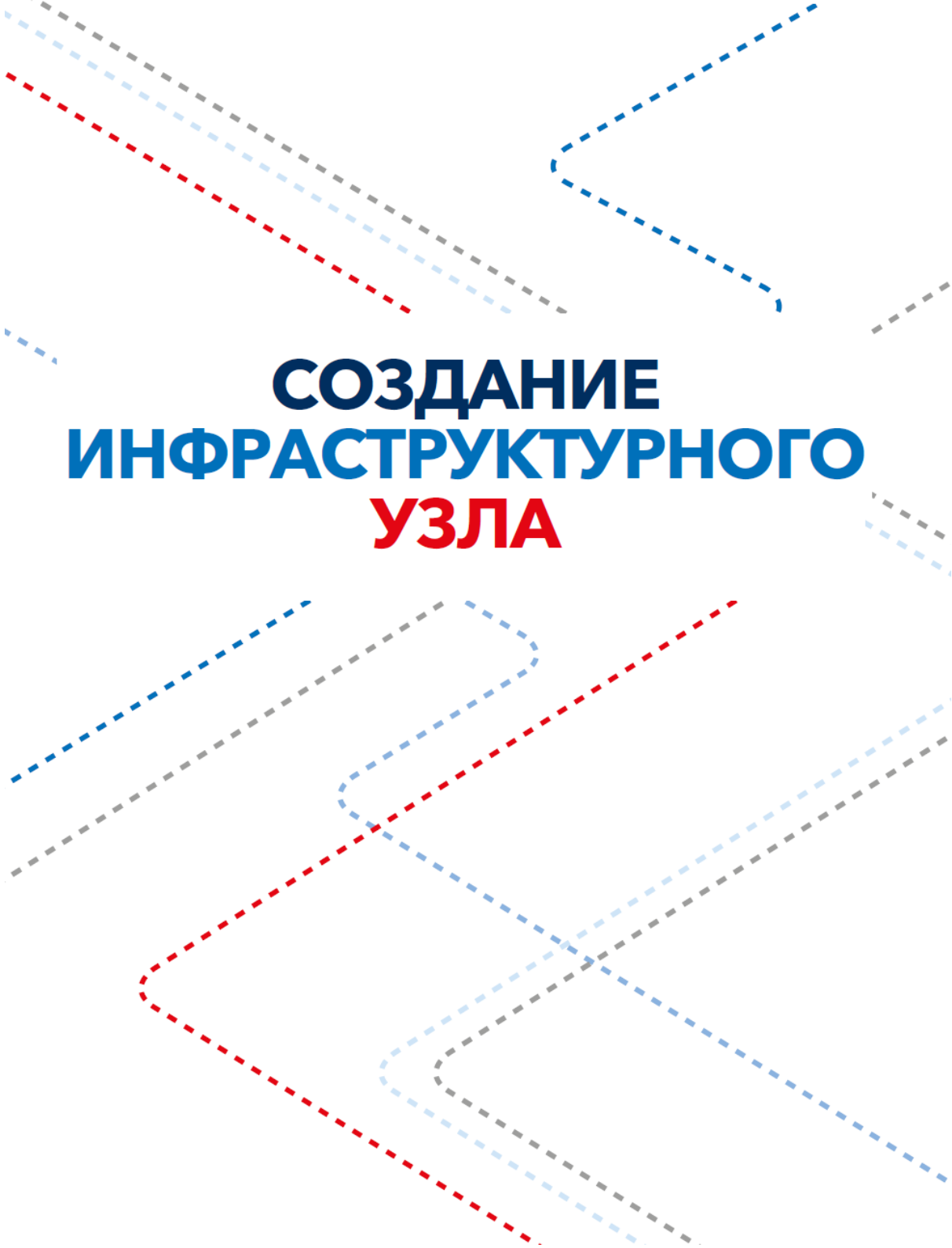


ТОО «Жаикмунай»
Годовой отчет за 2018 г.



СОЗДАНИЕ ИНФРАСТРУКТУРНОГО УЗЛА

Содержание

Знакомство с ТОО «Жаикмунай»	3
Операционная структура	3
Факторы инвестиционной привлекательности и регионы присутствия	5
Ключевые показатели эффективности	12
Основные макро- и микроэкономические тенденции	16
Наша продукция и технологические процессы	17
Q&A с руководством Компании	18
Наша бизнес-модель	21
Наша бизнес-стратегия	23
Рынок нефти и газа в Казахстане	25
Анализ конкурентной среды и доли рынка: сравнение с сопоставимыми компаниями	26
Обзор результатов деятельности	27
Поиск новых возможностей для роста	30
Доля рынка, продажи и ценовая политика	31
Обзор инфраструктуры	34
Основные этапы развития	36
Главные события в 2018 году и цели на 2019 год	37
Ответственное и устойчивое развитие, ОКП, ОТ, ТБ и ООС, и управление персоналом	39
Управление рисками	53
Обзор финансовых результатов	62
Структура и принципы корпоративного управления	70
Структура Группы	71
Руководство ТОО «Жаикмунай»	72
Финансовая отчетность и аудиторский отчет	74
Информация для инвесторов	124
Глоссарий	125

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 100-процентной косвенной дочерней компанией Nostrum Oil & Gas PLC и осуществляет большую часть операционной деятельности Группы.

Nostrum является независимой нефтегазовой компанией, занимающейся добычей нефти и газа, а также разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне. Наша операционная деятельность направлена на оптимизацию стоимости ресурсов четырех первоклассных лицензионных участков, расположенных в радиусе 120 км от значительных инфраструктурных активов по переработке нефти и газа, принадлежащих Компании.

Пока работы по разведке и оценке были проведены только для третьей части Чинаревского месторождения. При этом три соседних лицензионных участка имеют потенциал роста добычи.

После завершения строительства третья установка подготовки газа (УПГ-3) позволит нам увеличить совокупную мощность до уровня свыше 100 000 бнэ/сут. Полная эксплуатация инфраструктурных объектов должна начаться после 2021 года.

Дочерние компании

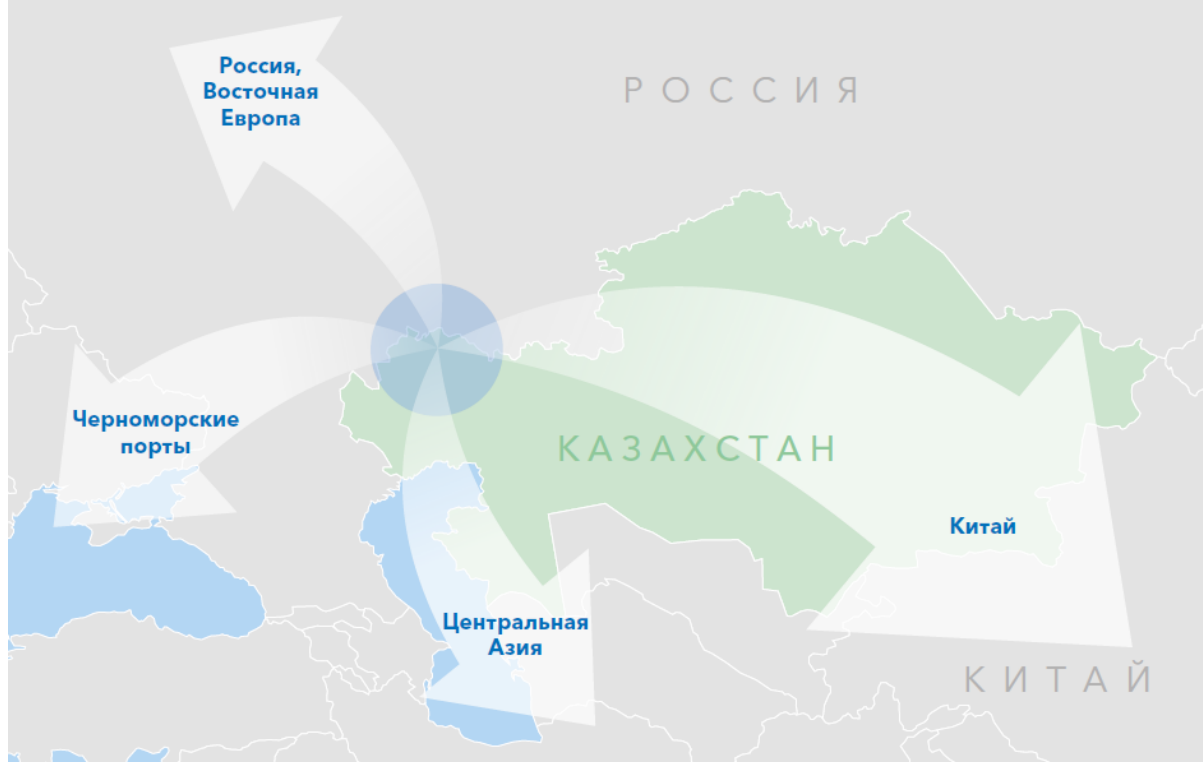
После реструктуризации Группы в 2014 году и до декабря 2018 года, когда была приобретена сервисная компания Atom & Co LLP, ТОО «Жаикмунай» не имело дочерних компаний.

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

Структура Группы и аффилированные лица

В настоящее время между ТОО «Жаикмунай» и материнской компанией Nostrum находится ряд промежуточных компаний. Анализ корпоративной структуры Группы проводится на регулярной основе. Периодически при необходимости в целях упрощения в нее вносятся изменения в наилучших интересах Группы. Информация о структуре Группы по состоянию на 31 декабря 2018 года представлена на с. 66

СТРАТЕГИЧЕСКИ ВЫГОДНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ ОСНОВНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ...

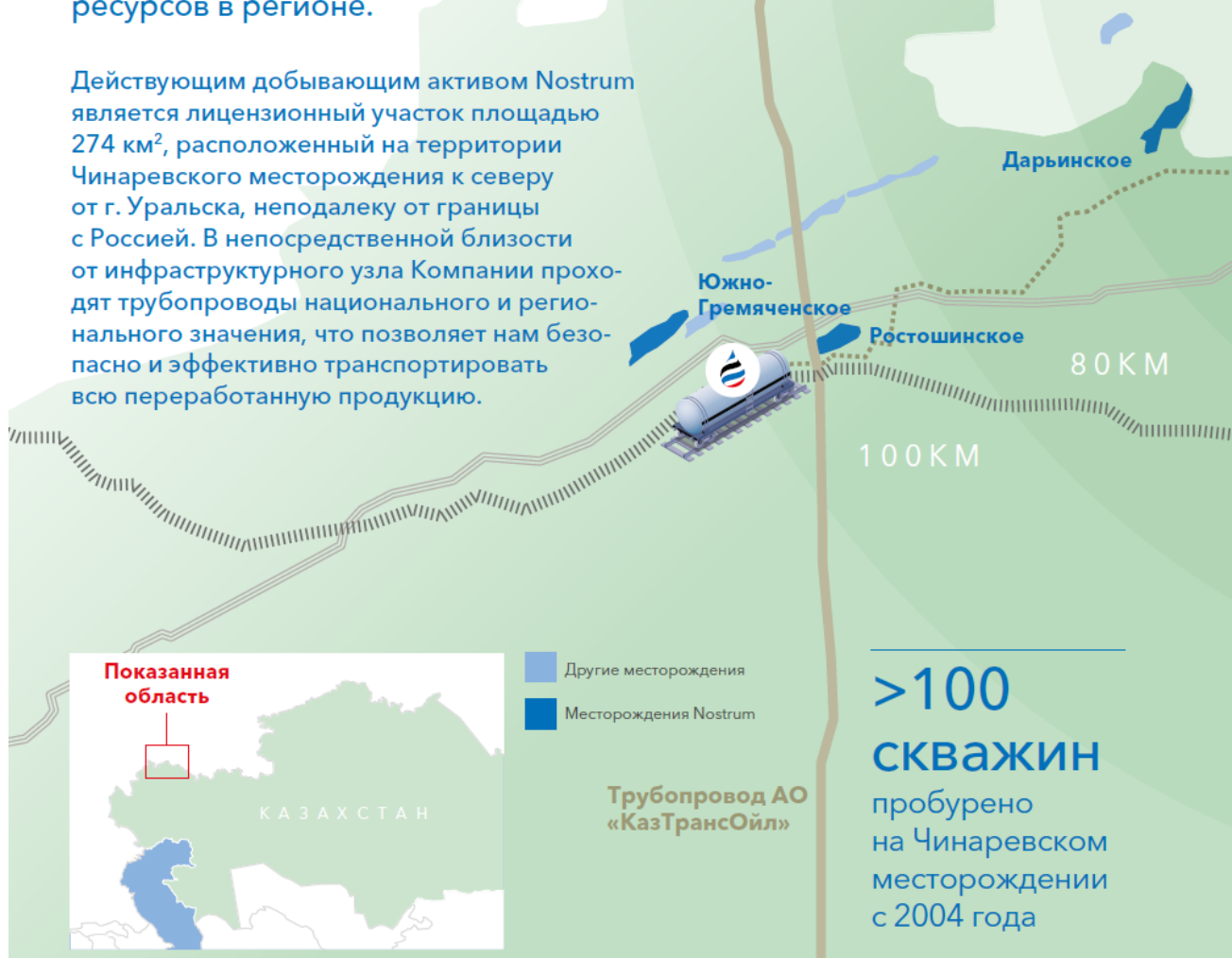


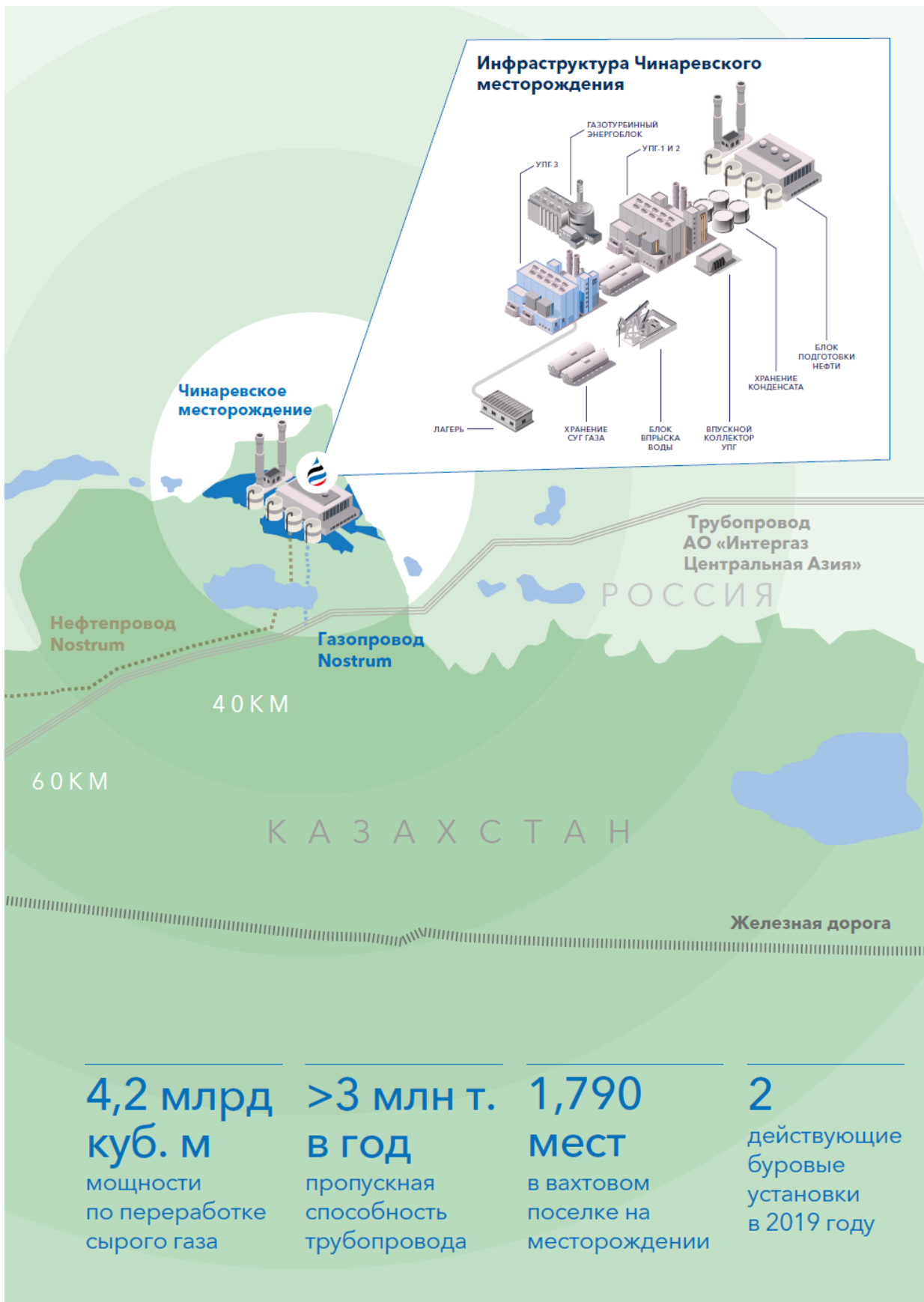
Наши конкурентные преимущества

...СОЗДАНИЕ ИНФРАСТРУКТУРНОГО УЗЛА НА СЕВЕРО- ЗАПАДЕ КАЗАХСТАНА...

С 2004 года мы вложили более 2 млрд долл. США в создание крупного инфраструктурного узла мирового класса, расположение которого предоставляет уникальные возможности для монетизации ресурсов в регионе.

Действующим добывающим активом Nostrum является лицензионный участок площадью 274 км², расположенный на территории Чинаревского месторождения к северу от г. Уральска, неподалеку от границы с Россией. В непосредственной близости от инфраструктурного узла Компании проходят трубопроводы национального и регионального значения, что позволяет нам безопасно и эффективно транспортировать всю переработанную продукцию.





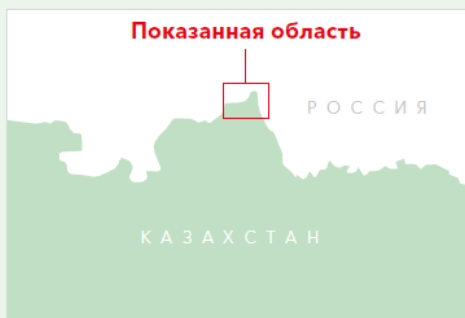
...В БОГАТОМ РЕСУРСАМИ РЕГИОНЕ...

На Чинаревском месторождении с 2007 года добыто углеводородов в объеме более 100 млн бнэ. Месторождение расположено в Прикаспийском бассейне, где были обнаружены многочисленные газовые месторождения, в том числе Карачаганакское и Рожковское (ТОО «Урал Ойл энд Газ»), а также три разрабатываемые нами лицензионных участка – Ростошинское, Дарьинское и, Южно-Гремячинское.

Северная часть Чинаревского месторождения и три соседних лицензионных участка имеют потенциал для дальнейшего роста, как и близлежащие газовые активы в регионе.

410 млн бнэ
запасов категории 2P

98 млн бнэ
запасов категории 1P



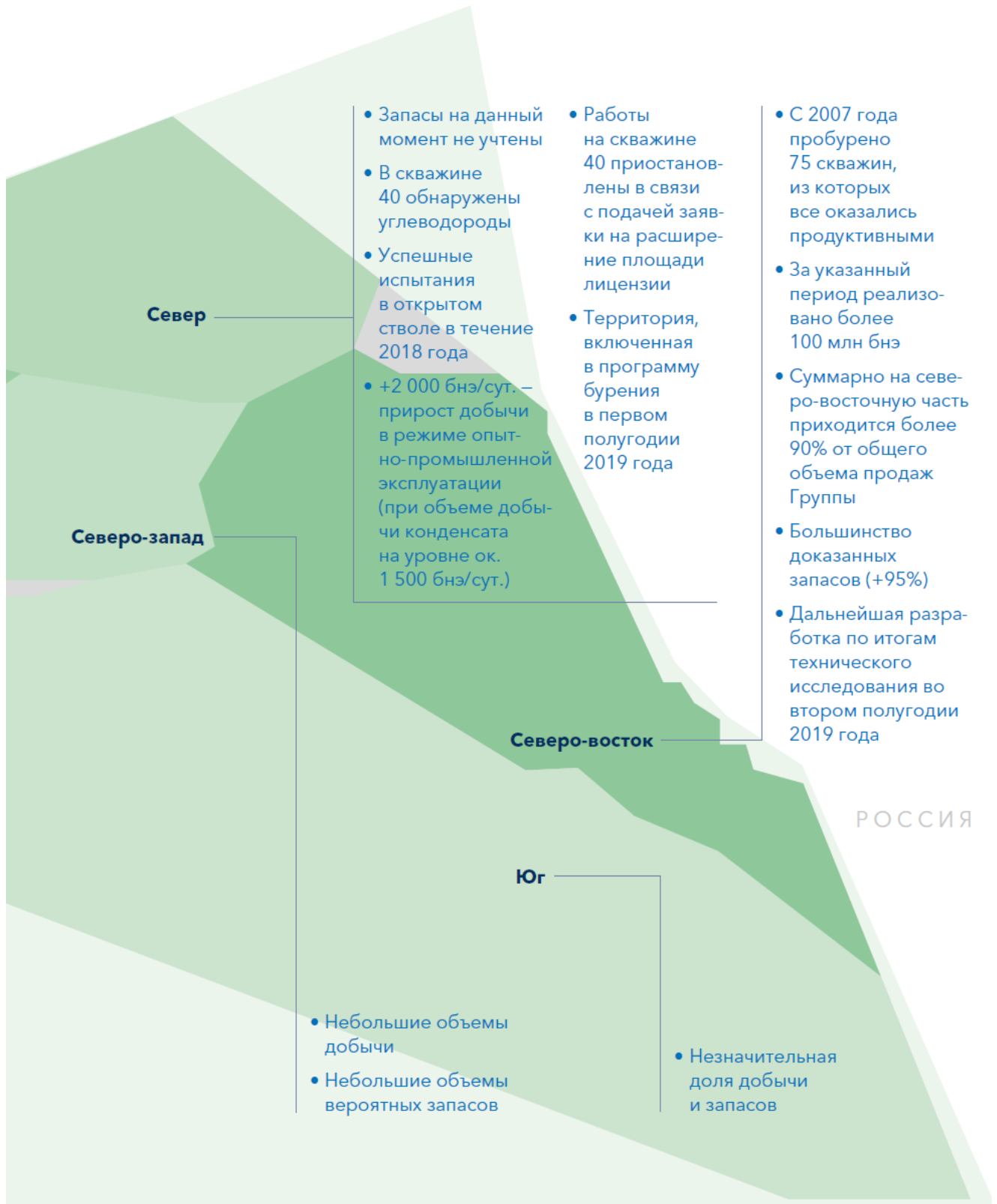
РОССИЯ

Запад

- На данный момент коммерческая добыча не ведется
- Значительная доля вероятных запасов (+25%)
- Работы на скважине 234 на данный момент приостановлены в результате обрушения ствола
- Проводится технический анализ ситуации для определения оптимального способа продолжить работы
- Оценочные работы будут возобновлены по итогам анализа причин инцидента

КАЗАХСТАН

Обзор Чинаревского месторождения: более мелкие месторождения в границах более крупного

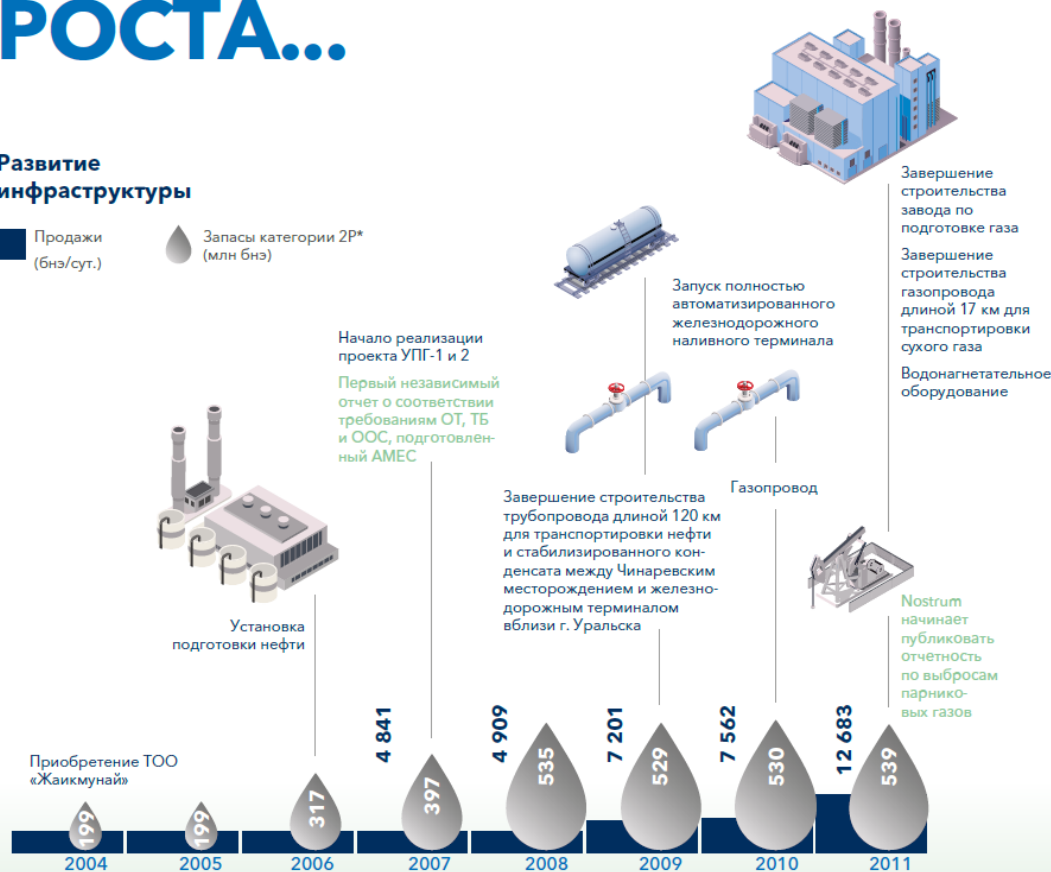


...СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ РОСТА...

Развитие инфраструктуры

■ Продажи (бнз/сут.)

● Запасы категории 2P* (млн бнз)



Изучение геологии

Приобретение Чинаревского месторождения

Открытие крупных залежей конденсата на Чинаревском месторождении

Финансовое состояние

IPO в размере 100 млн долл. США

при цене размещения 10 долл. США за ГДР и привлечение заемного капитала на сумму 550 млн долл. США

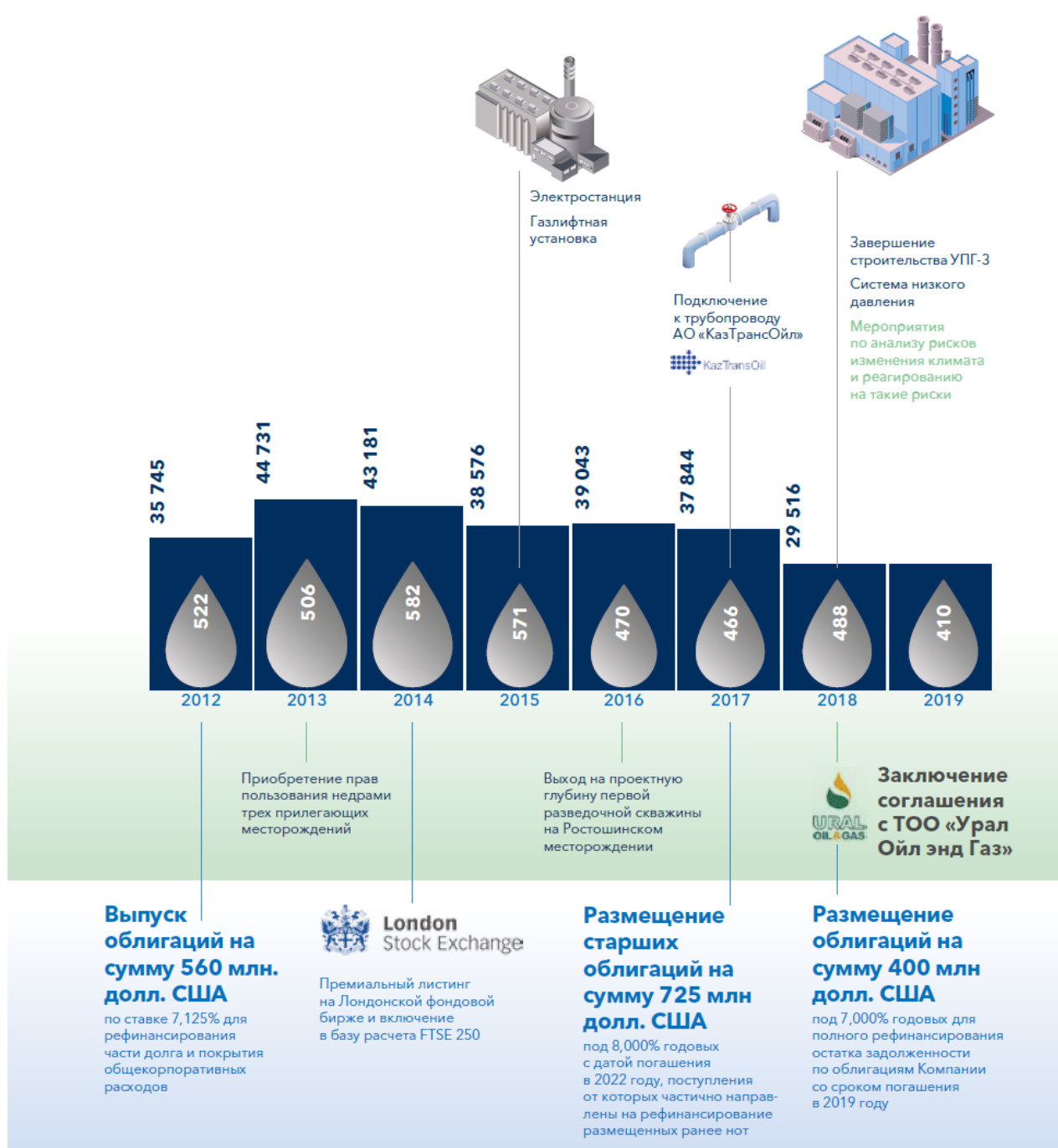
Размещение на сумму 300 млн долл. США

по цене 4 долл. США за ГДР

Выпуск облигаций на сумму 450 млн. долл. США

по ставке 10,5%

Низкие операционные расходы и более 100 млн долл. США на балансе Компании служат залогом стабильности, необходимой для реализации программы буровых работ в течение ближайших двух лет.



Ключевые показатели эффективности

Инфраструктурный комплекс, широкий ассортимент реализуемой продукции и доступ к нескольким экспортным рынкам позволяют ТОО «Жаикмунай» генерировать стабильные денежные потоки от операционной деятельности на всем протяжении сырьевого цикла за счет активного управления чистой ценой реализации. ТОО «Жаикмунай» обладает уникальной возможностью для реализации ресурсного потенциала на северо-западе Казахстана.

Выручка — 390 млн долл. США

2014 — 782

2015 — 449

2016 — 348

2017 — 406

ЕБИТДА (ТОО «Жаикмунай») — 246 млн долл. США

2014 — 496

2015 — 235

2016 — 211

2017 — 243

Чистая прибыль (убыток) — (105) млн долл. США

2014 — 186

2015 — (77)

2016 — (68)

2017 — 17

Денежный поток от операционной деятельности — 198 млн долл. США

2014 — 375

2015 — 179

2016 — 222

2017 — 208

Денежный отток от инвестиционной деятельности — (172) млн долл. США

2014 — (305)

2015 — (245)

2016 — (200)

2017 — (192)

Операционные расходы — 49 млн долл. США

2014 — 82

2015 — 62

2016 — 53

2017 — 57

Нефинансовые КПЭ

Мы понимаем, что устойчивость и успех нашего бизнеса зависят не только от наших финансовых результатов, но и от эффективной деятельности Компании, а также достижений в социальной сфере. Мы уделяем особое внимание этим направлениям и считаем, что целенаправленная работа с нефинансовыми КПЭ является лучшим способом мониторинга наших достижений.

Объем продаж (бнэ/сут.) — 29 516

2014 — 43 181

2015 — 38 576

2016 — 39 043

2017 — 37 844

Запасы категории 1P (млн бнэ) — 98 млн бнэ

2014 — 192

2015 — 147

2016 — 147

2017 — 124

Запасы категории 2P (млн бнэ) — 410 млн бнэ

2014 — 571

2015 — 470

2016 — 466

2017 — 124

Общий объем выбросов парниковых газов (т CO₂/млн бнэ) — 254 715

2014 — 269 400

2015 — 228 029

2016 — 209 613

2017 — 254 972

Показатель частоты несчастных случаев с потерей трудоспособности (часы) — 1,05

2014 — 1,54

2015 — 2,75

2016 — 1,99

2017 — 2,48

Общий показатель частоты травм на производстве (часы) — 1,39

2014 — 3,09

2015 — 4,00

2016 — 2,59

2017 — 3,92

Основные макро- и микроэкономические тенденции

Основные макро- и микроэкономические тенденции

ПРОДОЛЖАЮЩАЯСЯ ВОЛАТИЛЬНОСТЬ ЦЕН НА НЕФТЬ

В 2018 году волатильность на нефтяном рынке сохранялась, и цены колебались в диапазоне от 86 долл. США за барр. в октябре до 51 долл. США за барр. в декабре. Несмотря на нестабильность, долгосрочный прогноз сохраняется на уровне около 60-70 долл. США за барр., в связи с тем, что отрасль продолжает приспосабливаться к существенно изменившейся динамике предложения, связанной со стремительным развитием сланцевой добычи в США.

Цены на нефть



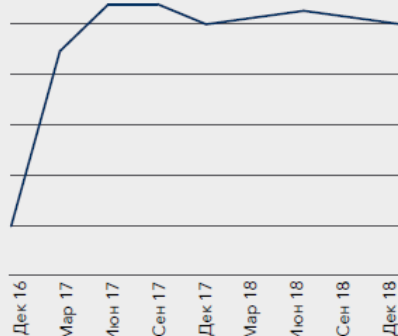
Что это означает для Компании

Наличие более 100 млн долл. США на нашем балансе и отсутствие выплат по долгам до 2022 года позволяет Компании преодолеть последствия краткосрочных колебаний цен на нефть. Нашим приоритетом остается сокращение расходов для обеспечения стабильного денежного потока и сохранения капитала на время устранения затруднений, возникшие в ходе разработки Чинаревского месторождения, в 2019 году.

ЭКОНОМИКА КАЗАХСТАНА

В 2018 году экономика Казахстана выросла на 3,7% (в 2017 году рост составил 4,0%). Экономика страны по-прежнему сильно зависит от нефтяного сектора, поэтому экономический рост был в основном обусловлен повышением цен на нефть и деловой активности в отрасли. Средний обменный курс тенге к доллару США практически не изменился по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, составив 345 тенге за доллар США (в 2017 году – 326 тенге за доллар США). Инфляционное давление снизилось при базовом уровне инфляции в 6,1% (в 2017 году – 7,4%).

Поквартальный рост реального ВВП (%)



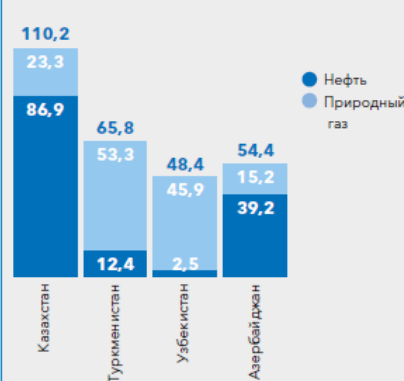
Что это означает для Компании

Учитывая исключительную важность нефтяной отрасли для Казахстана, падение цен на нефть в 2014 году и в последующие годы негативно сказалось на экономике страны. Для преодоления диспропорциональной роли нефтяной отрасли в экономике необходимы долгосрочные и более масштабные структурные реформы, однако в ближайшей перспективе правительство продолжит оказывать значительную поддержку отрасли с целью стимулирования роста и привлечения инвестиций. Решение правительства отвязать тенге от доллара США оказало существенное влияние на операционные расходы производителей, поскольку цены восстановились, а инфляция сохранилась на низком уровне.

КОНКУРЕНТНАЯ СРЕДА

Казахстан и Азербайджан – два крупнейших производителя нефти в Каспийском регионе. В 2017 году объем добычи в этих странах составил 1,8 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 2017 году 62 и 53 млрд куб. м соответственно. Не располагая значительной ресурсной базой в регионе, Россия играет в нем важную роль, обеспечивая транспортный коридор между Каспийским и Черным морем.

Добыча в СНГ, исключая Россию (млн. тонн)



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. Nostrum находится в самом центре экспортного коридора между Россией и рынками к западу от Каспийского моря.

Наша продукция и технологические процессы

	Качество	Реализация	Ценообразование	Транспортировка
Нефть	<p>Плотность при 150°C – 0,813 кг/м³.</p> <p>Плотность в градусах API – 42-43 градуса.</p> <p>Среднее содержание серы – 0,45%.</p> <p>По качеству наша продукция превосходит образцы нефти других основных нефтедобывающих компаний Казахстана, которые рассматриваются нами в качестве эталонных сортов.</p>	<p>85% экспортируется в соответствии с СРП.</p> <p>15% продается на внутреннем рынке.</p> <p>В 2018 году все экспортные поставки нефти осуществлялись по трубопроводу АО «КазТрансОйл».</p> <p>Также существует возможность экспортных поставок в различные пункты назначения по железной дороге.</p>	<p>Для экспорта по трубопроводу используется базовая цена на нефть марки Urals.</p> <p>Для экспорта по железной дороге используется базовая цена на нефть марки Brent.</p> <p>Размер скидки для продаж на внутреннем рынке составляет ок. 50%.</p>	<p>Экспорт нефти осуществляется по трубопроводу АО «КазТрансОйл» через ветку, которая соединена с нашим собственным 120-километровым трубопроводом, проложенным от месторождения.</p> <p>По трубопроводу нефть доставляется в Усть-Лугу, российский порт на Балтийском море.</p>
Стабилизированный конденсат	<p>Плотность при 150°C – 0,740 кг/м³.</p> <p>Плотность в градусах API – 59 градусов.</p> <p>Среднее содержание серы – < 0,4%.</p>	<p>100% продукции идет на экспорт.</p> <p>В число пунктов назначения входит Тамань, российский порт на Черном море.</p>	<p>Используется базовая цена на нефть марки Brent.</p>	<p>Транспортировка осуществляется по собственному 120-километровому трубопроводу с месторождения до железнодорожного наливного терминала Компании в г. Уральске.</p> <p>Там он заливается в железнодорожные цистерны и доставляется в различные пункты назначения.</p>
СУГ	<p>Побочный продукт при добыче нефти и газа.</p> <p>Без олефинов и с низким содержанием серы.</p>	<p>> 80% продукции идет на экспорт.</p> <p>В число пунктов назначения входят российские порты на Черном море.</p>	<p>Цена для черноморских поставок определяется на основе международной цены СУГ для Средиземноморского региона от Sonatrach. Для поставок в Восточную Европу используются котировки Брест.</p> <p>Для поставок в страны Азии используются котировки Бекабад/Галаба (DAP).</p>	<p>Доставляется с месторождения на железнодорожный терминал в г. Уральске автоцистернами СУГ.</p> <p>Затем загружается в железнодорожные цистерны и продается третьим лицам.</p>
Сухой газ		<p>100% продукции продается на внутреннем рынке.</p>	<p>Цена согласовывается на ежегодной основе.</p>	<p>Транспортировка осуществляется по собственному 17-километровому трубопроводу от месторождения до точки подключения к газопроводу АО «Интергаз Центральная Азия».</p> <p>Продажа в точке подключения.</p>

Q&A с руководством Компании

Вопрос: Что было для ТОО «Жаикмунай» самой большой сложностью в 2018 году?

Ответ: Самой большой проблемой для нас стали неудовлетворительные операционные результаты добычи в северо-восточной части бийского коллектора и на западном участке Чинаревского месторождения. Поэтому, хотя наша модель работы в долгосрочной перспективе и ожидания по темпам роста не изменились, нам не удалось достичь запланированного на 2018 год прогресса из-за непредвиденных технических сложностей на территории лицензионного участка. В результате объем запасов категории 2P сократился на 78 млн бнэ. Поэтому теперь мы работаем над тем, чтобы в течение 2019 года компенсировать сокращение как объемов добычи, так и запасов.

Вопрос: Каким образом Совет директоров решал перечисленные проблемы?

Ответ: Совет директоров ввел более строгий контроль за принятием операционных решений. Теперь мы ежеквартально проводим технические семинары, в рамках которых члены Совета директоров с опытом работы в технической сфере проводят свою собственную экспертизу предлагаемых руководством решений, связанных с планами по бурению и разработкой коллекторов. Поскольку совершенствование производственных процессов входит в число наших приоритетов, Совет директоров стремится оказать руководству содействие в принятии решений.

Помимо предоставления консультаций на основе собственных технических знаний, Совет директоров также выступил за привлечение ведущих сторонних экспертов.

Мы заключили договор с компанией Schlumberger на техническое исследование наших основных пластов, чтобы лучше изучить их строение и динамику. Помимо этого, перед специалистами Schlumberger была поставлена задача определить оптимальный метод проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на оценочной скважине 234 в западной части коллектора. Технические работы, которые позволят возобновить бурение на обоих участках, как ожидается, будут завершены в III квартале 2019 года.

Мы также понимаем, что во избежание отрицательного влияния на краткосрочный уровень ликвидности нам необходимо тщательно контролировать денежную позицию ТОО «Жаикмунай». Поэтому до момента завершения обоих исследований с привлечением Schlumberger Совет директоров принял решение сократить количество буровых установок, которые будут работать в северной части месторождения, с трех до двух. Кроме того, теперь Совет директоров утверждает бурение каждой скважины — это подтверждает нашу ответственность за то, что Компания прилагает все усилия для обеспечения успешности инвестиций.

С финансовой точки зрения Совет директоров решил перестраховаться и признать сокращение запасов категории 2P обесценением. Несмотря на существенный объем запасов этой категории, мы отдаем себе отчет в том, с какими сложностями столкнулись в 2018 году. В связи с этим было принято решение о необходимости прогнозирования запасов категории 2P с учетом большего числа факторов, что и привело к обесценению.

Вопрос: В чем заключаются наибольшие риски для ТОО «Жаикмунай» в 2019 году?

Ответ: Хотя неизменным риском в отрасли всегда является ценовая конъюнктура на рынке сырья, в 2019 году основные риски ТОО «Жаикмунай» связаны с неудовлетворительными результатами бурения в северной части Чинаревского

месторождения.

Мы понимаем, что фактические результаты работы Группы должны соответствовать прогнозу, о котором сообщается участникам рынка. Задача на 2019 год — достижение целей, которые мы поставили перед собой и которые мы можем контролировать. В 2018 году мы пересмотрели прогноз по добыче на этот год на основе действующих добывающих скважин. Мы считаем прогноз достаточно консервативным, так как программа бурения сосредоточена на северной части месторождения с недоказанным объемом запасов.

Мы ожидаем получения результатов технических исследований, проведенных в северо-восточной части бийского коллектора и в западной части месторождения, — они должны помочь нам определить дальнейшую стратегию бурения и, следовательно, представляют собой неотъемлемый риск нашей деятельности.

Тем не менее мы считаем, что жесткий контроль над расходами, целенаправленная программа бурения и сформировавшиеся отношения со сторонними подрядчиками и клиентами обеспечивают нам хорошие показатели бухгалтерского баланса для поддержания достаточной денежной позиции и минимизации финансовых рисков.

Основные приоритеты работы в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС на 2019 год

- Создание Комитета по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением
- Обеспечение многообразия на всех уровнях организационной структуры Группы
- Участие в проекте CDP
- Совершенствование подхода к обеспечению безопасности персонала у подрядчиков

Вопрос: Как вы позиционируете бизнес в разрезе устойчивого развития?

Ответ: Охрана окружающей среды, социальная ответственность и корпоративное управление.

Эффективность охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления всегда будет иметь важнейшее значение для работы ТОО «Жаикмунай». Это подразумевает соответствие строгим стандартам ОКП, ОТ, ТБ и ООС, при этом охрана труда и безопасность наших работников имеют для нас первостепенное значение.

Независимый аудит по выполнению Компанией нормативов по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды, проведенный компанией АМЕС в 2018 году, подтвердил, что наши профильные системы соответствуют всем применимым стандартам и передовой практике и с каждым годом стабильно совершенствуются.

Чтобы подтвердить самое серьезное отношение к проблемам охраны окружающей среды и изменения климата, с этого года мы планируем начать публикацию отчетности в рамках проекта по раскрытию данных о выбросах углерода — CDP.

Мы предлагаем создать при Совете директоров новый комитет, который будет заниматься 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 признали необходимость включения изменения климата в число основных рисков и факторов неопределенности для ТОО «Жаикмунай», а также необходимость количественной оценки рисков, связанных с изменениями климата.

Ответ: Развитие персонала и культура

Я горжусь всеми нашими работниками и корпоративной культурой ТОО «Жаикмунай», которую нам необходимо использовать для повышения операционной эффективности в 2019 году и достижения поставленных целей, оставаясь при этом привлекательным работодателем с многообразной и инклюзивной средой.

Мы продолжим уделять внимание многообразию, особенно гендерному составу работников, на всех уровнях организационной структуры Группы. В настоящее время разрабатывается механизм регулярной отчетности подразделений по работе с персоналом перед Советом директоров по проблемам многообразия. Мы признательны всем сотрудникам за качество их работы и приверженность общему делу.

Ответ: Соответствие требованиям Кодекса корпоративного управления Великобритании

Кодекс корпоративного управления Великобритании в редакции 2016 года был выбран в качестве стандарта, на который мы ориентировались при оценке своей деятельности в 2018 году. Ознакомиться с Кодексом можно на официальном сайте Британского совета по финансовой отчетности. Группа Nostrum соблюдает все требования Кодекса за исключением положений, изложенных в Заявлении о корпоративном управлении, которое доступно на веб-сайте Компании по адресу: <http://www.nog.co.uk/en/corporate-governance>. До 16 августа 2018 года Nostrum не выполняла требования Положения D.2.2 Кодекса, так как один из членов ее Комитета по вознаграждениям не являлся независимым неисполнительным директором. Как отмечалось выше, с 16 августа 2018 года в состав Комитета по вознаграждениям входят только независимые неисполнительные директора.

Ответ: Новый Кодекс корпоративного управления

В преддверии вступления в силу новой редакции (2018 года) Кодекса корпоративного управления, запланированного на 1 января 2019 года, Комитет по выдвижению кандидатур и управлению провел оценку соответствия Nostrum его положениям и выработал рекомендации по мерам, призванным обеспечить соблюдение требований Кодекса в будущем (в частности, в части взаимодействия с сотрудниками). Nostrum обязуется своевременно раскрывать дополнительную информацию о соответствующих мерах в будущем.

Наша бизнес-модель

Элемент бизнес-модели

Инфраструктура международного уровня

Выгодное расположение для разработки минерально-сырьевой базы региона

Основные конкурентные преимущества

- Более 2 млрд долл. США инвестировано с 2004 года в развитие добычных мощностей и объектов, предназначенных для хранения и экспорта продукции
- Выгодное расположение как одно из главных преимуществ, позволяющих разрабатывать объекты в радиусе инфраструктуры существующих активов для создания стоимости за счет эффекта масштаба
- Мощности по переработке сырого газа в объеме 4,2 млрд куб. м

Масштабный портфель активов

Четыре лицензионных участка, расположенных в радиусе 120 км от перерабатывающих мощностей

- Привлекательный портфель активов, находящихся в полной собственности Компании и разрабатываемых ею
- Основная деятельность ведется на Чинаревском месторождении площадью 274 км², на котором за период с 2007 года было добыто более 100 млн бнз
- Наличие еще трех лицензионных участков со значительным потенциалом наращивания добычи

Стабильное финансовое положение

Низкие операционные расходы и стабильные денежные потоки

- Высокая эффективность, наличие соглашения о разделе продукции, к которому не применяется ряд новых требований законодательства, большой опыт работы на экспортных рынках и мероприятия по оптимизации затрат позволяют Группе обеспечивать денежный поток для развития портфеля активов
- Доступ к разным экспортным рынкам позволяет Группе активно управлять чистой ценой реализации всей сбываемой продукции
- За счет консервативной финансовой политики объем денежных средств Группы всегда поддерживается на уровне не менее 50 млн долл. США

Опытное руководство

Обширный опыт успешной реализации крупных сложных проектов в Казахстане

- Благодаря работе в Казахстане с 2004 года мы получили богатейший опыт разведки, оценки и разработки месторождений углеводородов в Прикаспийском бассейне
- Уникальные знания геологии региона и способов реализации его потенциала
- Эффективная система корпоративного управления

Ответственное управление

Богатый опыт в части обеспечения безопасности работ и минимизации неблагоприятного воздействия на окружающую среду и население

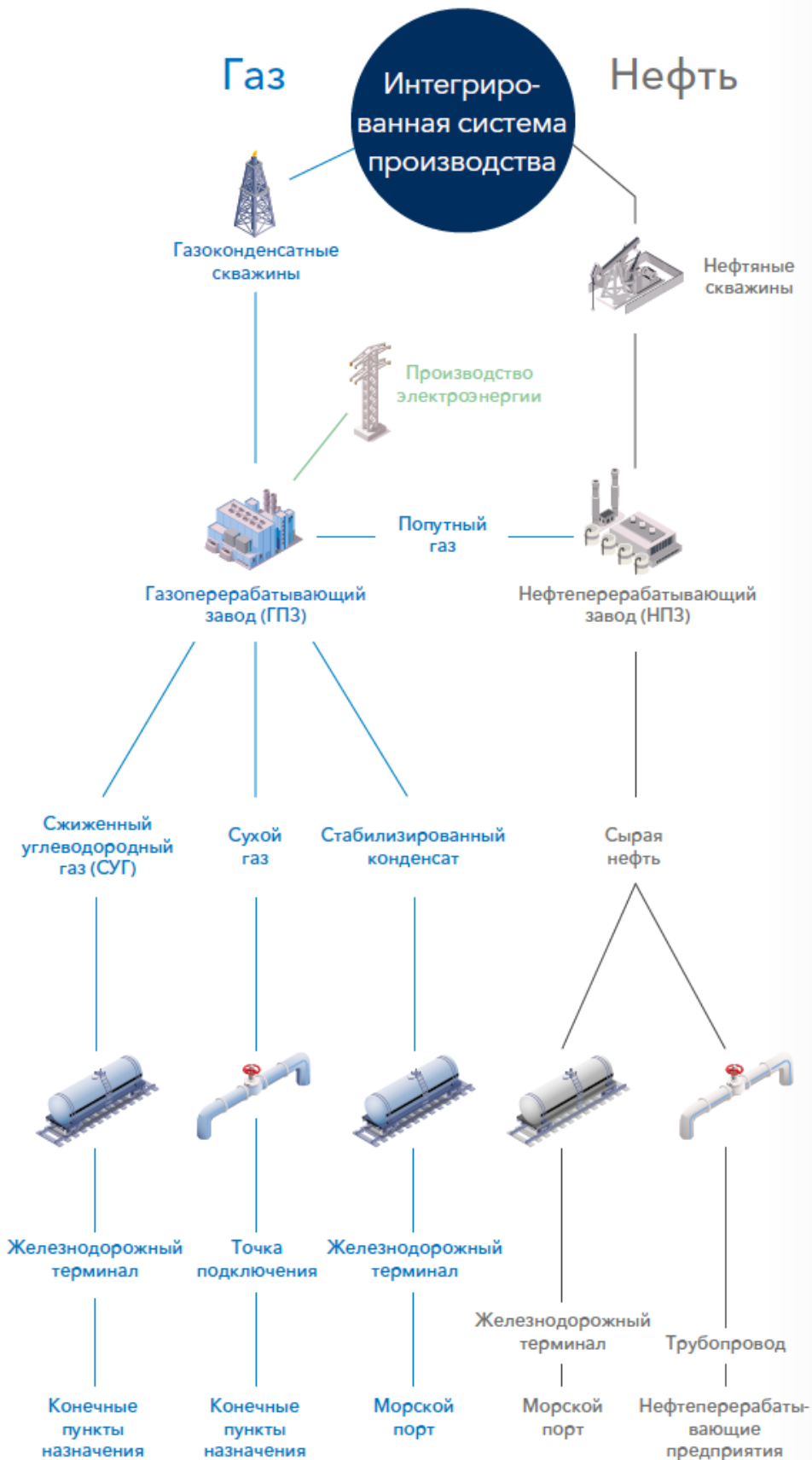
- Благодаря нашему подходу к ведению бизнеса с пристальным вниманием к вопросам корпоративной и социальной ответственности мы заработали безупречную репутацию в Казахстане и приносим пользу как местному населению, так и другим заинтересованным лицам

Совместное процветание

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

- Большой опыт соблюдения требований в отношении местного содержания, а также реализации спонсорских программ
- Активное взаимодействие с местным населением

Производственно-сбытовая цепочка



Наша бизнес-стратегия

Основные стратегические принципы

Приоритеты на 2019 год

Поддержание стабильного уровня добычи и решение вопросов в части операционной деятельности

- Бурение до шести скважин с использованием двух буровых установок
- Подключение действующих скважин к системе низкого давления и введение в эксплуатацию УПГ-3 для повышения эффективности производства жидкой продукции

Дальнейшее снижение затрат

- Дальнейшее сокращение операционных расходов и коммерческих и административных расходов по сравнению с показателями 2018 года
- Направленные усилия по минимизации расходов на бурение и связанных с ним капитальных затрат

Рост запасов категории 2P за счет сделок слияния и поглощения

- Постоянное отслеживание возможных сделок слияния и поглощения в отношении активов, находящихся в непосредственной близости от существующей инфраструктуры Компании

Осуществление деятельности с соблюдением принципов корпоративной ответственности

- Расширение присутствия в населенных пунктах, улучшение условий труда и уровня жизни сотрудников

Акцент на удовлетворении потребностей всех заинтересованных сторон

- Сохранение капитала при разрешении сложностей, возникших в ходе разработки Чинаревского месторождения
- Обеспечение положительного посленалогового денежного потока после ввода УПГ-3 в эксплуатацию

КПЭ	Риски	Прогнозы, задачи и перспективы на 2019-2021 гг.
<ul style="list-style-type: none"> • Среднесуточный объем добычи 30 000 бнз при объеме продаж на уровне 28 000 бнз/сут. • Окончательная пусконаладка УПГ-3 	<ul style="list-style-type: none"> • По программе бурения возможен перерасход средств и технические сложности • В программу бурения на 2019 год могут быть внесены изменения в зависимости от результатов оценки, полученных в течение года 	<ul style="list-style-type: none"> • Поддержание добычи на уровне более 30 000 бнз/сут. • Продление срока эксплуатации действующих скважин для максимального извлечения запасов категории 2P • Проведение оценки северной части месторождения вокруг скважины 40
<ul style="list-style-type: none"> • Общие и административные расходы менее 20 млн долл. США • Операционные расходы менее 55 млн долл. США • Капитальные затраты на бурение менее 70 млн долл. США 	<ul style="list-style-type: none"> • Стабильно высокие цены на нефть могут привести к инфляции издержек • Слишком агрессивное сокращение затрат может оказать негативное влияние на операционные результаты 	<ul style="list-style-type: none"> • Дальнейшее снижение расходов на 20% в расчете на бнз к 2021 году
<ul style="list-style-type: none"> • Рост запасов категории 2P на северо-западе Казахстана 	<ul style="list-style-type: none"> • Приобретения сопряжены с геологическим риском, а именно ожидаемые показатели запасов в результате оценки могут снизиться 	<ul style="list-style-type: none"> • Рост запасов для обеспечения полной загрузки перерабатывающих мощностей Группы к 2021 году и впоследствии
<ul style="list-style-type: none"> • Количество человеко-часов без потери рабочего времени (млн) 	<ul style="list-style-type: none"> • Нормативно-правовая база в области охраны окружающей среды и обеспечения производственной безопасности в Казахстане находится в стадии разработки 	<ul style="list-style-type: none"> • Акцент на расширении сферы действия политик по ОКП, ОТ, ТБ и ООС и включение в них таких инициатив, как проверка соблюдения техники безопасности подрядчиками, экологическая отчетность и разработка стратегий по сокращению выбросов парниковых газов • Документальное закрепление полномочий Комитета по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды и работе с населением, позволяющих контролировать исполнение политик по ОКП, ОТ, ТБ и ООС, в том числе касающихся изменения климата
<ul style="list-style-type: none"> • Объем денежных средств на конец 2019 года – 100 млн долл. США, минимальная сумма в течение года – 50 млн долл. США • Достижение планового уровня посленалогового денежного потока после пусконаладки УПГ-3 	<ul style="list-style-type: none"> • Цены на сырьевые товары • Производственные показатели • Проработанная и успешная программа бурения 	<ul style="list-style-type: none"> • Генерация значительного посленалогового свободного денежного потока после 2021 года

Рынок нефти и газа в Казахстане

Казахстан является одной из ведущих стран по запасам нефти и газа, занимая второе место по объему добычи нефти на постсоветском пространстве после России. С момента обретения независимости в 1991 году Казахстан увеличил объем добычи нефти и газа более чем в три раза, став одной из самых быстрорастущих нефтедобывающих стран, не входящих в ОПЕК.

Доказанные запасы нефти Казахстана

30 млрд
баррелей

Доказанные запасы газа Казахстана

1,1 трлн
кубических метров

Добыча нефти в 2017 году

1,8 млн
баррелей в день

Добыча газа в 2017 году

27 млрд
кубических метров

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР. 2018 г.

Экономический и политический обзор

Рынок нефти и газа в Казахстане

Казахстан — крупнейшая страна мира, не имеющая выхода к морю. Экспорт

углеводородов осуществляется по трем основным маршрутам: через Россию (трубопроводы Атырау — Самара и Каспийский Трубопроводный Консорциум); через Азербайджан и Турцию (трубопровод Баку — Тбилиси — Джейхан); и через Китай (Атасу — Алашанькоу).

С момента обретения суверенитета Казахстан привлек больше прямых иностранных инвестиций, чем любая другая страна бывшего СССР, включая Россию. Основной объем нефти и газа добывается на трех крупнейших месторождениях, расположенных на северо-западе страны: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Возобновление полномасштабной добычи на месторождении Кашаган в 2017 году значительно способствовало общему росту добычи в стране, наблюдаемого в последнее время. При этом объемы добычи нефти и конденсата на месторождении превысили ожидания. В 2018 году общий объем добычи нефти на трех крупнейших месторождениях составил 49 млн тонн. В настоящее время на месторождениях Тенгиз и Карачаганак реализуются проекты развития с целью увеличения объемов извлечения жидких углеводородов по мере выработки месторождений.

Что это означает для Компании

Все активы ТОО «Жаикмунай» находятся в богатом нефтью Прикаспийском бассейне, недалеко от российской границы и в непосредственной близости от крупнейших запасов углеводородов на постсоветском пространстве. Помимо развитой инфраструктуры переработки, хранения и транспортировки, выгодное географическое расположение ТОО «Жаикмунай» обеспечивает Группе доступ к экспортным рынкам и дополнительным ресурсам, позволяя рассчитывать на стабильную долгосрочную деятельность. Подписание в 2018 году юридически обязывающих соглашений с ТОО «Урал Ойл энд Газ» по переработке углеводородов с Рожковского месторождения подтверждает значимость инфраструктуры Группы и ее выгодное расположение в регионе.

Анализ конкурентной среды и доли рынка: сравнение с сопоставимыми компаниями

Сильные стороны

- Выгодное географическое расположение, обеспечивающее доступ к нескольким транспортным маршрутам
- Полный контроль над логистикой транспортировки жидких углеводородов
- Развитая перерабатывающая инфраструктура позволяет ТОО «Жаикмунай» разрабатывать месторождения сырого газа на северо-западе Казахстана, где существует дефицит перерабатывающих мощностей
- Высококачественная легкая малосернистая нефть (light sweet crude)

Слабые стороны

- Несмотря на значительную диверсификацию продуктового портфеля, деятельность ТОО «Жаикмунай» подвержена колебанию рыночных цен на продукцию
- Неизбежные геологические риски, присущие нефтегазовой отрасли
- Сезонные колебания температуры и сложные условия работы в регионах ведения операционной деятельности
- Малочисленность населения создает нехватку квалифицированной рабочей силы на местном уровне

Обзор результатов деятельности

Наш основной актив — Чинаревское месторождение

ТОО «Жаикмунай» владеет 100-процентной долей крупного инфраструктурного комплекса, расположенного на территории богатой природными ресурсами Прикаспийского бассейна (северо-запад Казахстана). В настоящее время в собственности ТОО «Жаикмунай» находятся четыре лицензионных участка в радиусе 120 км от основных перерабатывающих мощностей Компании. Действующим добывающим активом ТОО «Жаикмунай» является лицензионный участок площадью 274 км² на территории Чинаревского месторождения к северу от г. Уральска, неподалеку от границы с Россией. Лицензией в отношении Чинаревского месторождения предусмотрена добыча на участке площадью 185 км² и разведка на участке площадью 89 км².

Несмотря на возникшие недавно сложности операционного характера, ТОО «Жаикмунай» продолжит вести добычу на своих лицензионных участках в максимально возможных объемах. Наши месторождения обладают потенциалом добычи сырья на много лет вперед, и даже после 10 лет бурения на Чинаревском месторождении мы продолжаем открывать на его территории новые участки с залежами углеводородов. В 2018 году в уполномоченные государственные органы была подана заявка о расширении площади лицензии на добычу с целью включения в нее всего лицензионного участка по итогам успешных поисково-разведочных работ, проведенных на скважине 40 в 2017—2018 годах. В этих целях мы скорректировали границы горного отвода в северной части месторождения. Это будет отражено в дополнительном соглашении к СРП, после того как обновленный проект разработки в Казахстане будет одобрен.

Стабильные условия для ведения коммерческой деятельности

Лицензия на разведку и добычу

Первую лицензию на разведку и добычу в отношении Чинаревского месторождения Компания получила в мае 1997 года. Текущая лицензия на добычу, выданная в 2008 году, распространяется на участок площадью 185 км² и действует до 2032 года для северо-восточного турнейского коллектора и до 2033 года для всех прочих нефтегазоносных коллекторов и горизонтов.

Соглашение о разделе продукции (СРП)

Между ТОО «Жаикмунай» и Правительством Республики Казахстан подписано Соглашение о разделе продукции, в котором определены границы работ по изучению и освоению Чинаревского месторождения и в отношении которого не применяется ряд новых требований законодательства. В СРП также оговариваются размер роялти, доля государства в прибыли и налоговые обязательства недропользователя перед бюджетом.

Прогноз

Текущая лицензия и СРП действуют до 2032 года (в отношении северо-восточного

турнейского коллектора) и до 2033 года (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). В течение этого срока Компания обязана соблюдать условия разрешения на геологоразведочные работы, разрешения на добычу и планов по освоению месторождения. До настоящего времени ТОО «Жаикмунай» выполняло все свои инвестиционные обязательства, предусмотренные СРП.

Геология, запасы и бурение

Геология

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, муллинских, ардатовских и бийско-афонинских отложений. В настоящее время ТОО «Жаикмунай» реализует программу поисково-оценочных работ с целью изучения коммерческой ценности коллектора во франском ярусе, обнаруженного в скважине 40 в 2018 году.

Запасы

По данным отчета компании Ryder Scott от 1 января 2019 года, доказанные и вероятные запасы Чинаревского месторождения составляют 294 млн бнэ (358 млн бнэ в 2017 году), из которых 98 млн бнэ — доказанные (124 млн бнэ в 2017 году) и 196 млн бнэ — вероятные (234 млн бнэ в 2017 году). Объем доказанных и вероятных запасов нефти и конденсата составляет 110 млн барр. (135 млн барр. в 2017 году), СУГ — 42 млн барр. (54 млн барр. в 2017 году) и газа — 142 млн бнэ (168 млн бнэ в 2017 году).

Буровые работы

Первые залежи углеводородов на Чинаревском месторождении были обнаружены в ходе поисково-разведочного бурения еще в советское время. После их открытия в период с 2004 по 2018 годы в рамках СРП было пробурено 100 скважин и боковых стволов.

По состоянию на 31 декабря 2018 года на Чинаревском месторождении действовало 20 нефтяных и 25 газоконденсатных добывающих скважин. В 2018 году в эксплуатацию было введено три новых газоконденсатных добывающих скважины. В первом стволе, пробуренном под добывающую скважину (224) в 2018 году на фланге северо-восточной части бийского коллектора, было обнаружено обводнение, в результате чего скважина не могла быть введена в эксплуатацию. Повышенный приток воды в другие действующие скважины также наблюдался на южном фланге бийского коллектора, в связи с чем среднесуточный уровень добычи из этого основного продуктивного коллектора оказался ниже ожидаемого. На западном участке месторождения оценочная скважина 234 была пробурена до проектной общей глубины для последующего проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Однако из-за технических проблем, возникших в стволе скважины, МГРП выполнить не удалось. Ведутся комплексные технические работы, завершение которых ожидается в первом полугодии 2019 года. В этой связи в первом полугодии Компания планирует сосредоточить усилия на программе оценочного бурения на северном участке Чинаревского месторождения, где в 2017 и 2018 годах скважинами 724 и 40 были открыты новые запасы. Бурение в рамках данной программы будет осуществляться с помощью двух буровых установок, имеющих на

Чинаревском месторождении. По итогам бурения оценочных скважин Компания сможет принять решение об оптимизации реализации программы буровых работ на оставшуюся часть года.

Инфраструктурные объекты на месторождении

Расположение

Выгодное географическое положение и хорошая транспортная доступность объектов Компании обеспечивают гибкость при доставке продукции покупателям. Близость к крупным международным железнодорожным магистралям, а также нефте- и газопроводам позволяет с легкостью поставлять товары на рынки Центральной Азии и Восточной Европы.

Транспорт

Транспортировка нефти осуществляется по короткому трубопроводу, построенному в 2017 году и соединенному с экспортным трубопроводом АО «КазТрансОйл».

УПГ-3

На УПГ-3 в декабре 2018 года были завершены механомонтажные операции. В настоящее время на установке продолжаются пусконаладочные работы, а подача на переработку первого сырого газа ожидается в 2019 году.

Трубопровод для транспортировки нефти и стабилизированного конденсата и железнодорожный наливной терминал

120-километровый трубопровод для транспортировки жидких углеводородов и железнодорожный наливной терминал Компании, расположенный в п. Ростоши недалеко от г. Уральска, были построены в 2008 году и введены в эксплуатацию в 2009 году. В настоящее время они используются для доставки нефти и стабилизированного конденсата покупателям: продукция транспортируется по трубопроводу от Чинаревского месторождения до железнодорожного наливного терминала, где она отправляется на хранение, а затем поставляется по железной дороге конечным потребителям. Разделение стабилизированного жидкого конденсата и нефти происходит внутри трубопровода с помощью системы скребков (ПИГ-системы), что позволяет избежать ущерба качеству продукции (возможного при использовании многопрофильных трубопроводов), а также обеспечивает более высокий уровень экспортных цен. Максимальная пропускная способность нефтепровода Компании составляет 3 млн тонн в год. Пропускная способность железнодорожного наливного терминала, на который поступают нефть и конденсат, составляет 3–4 млн тонн в год. Дополнительная инфраструктура включает резервуары для хранения нефти и конденсата на месторождении и на железнодорожном терминале, а также наливную станцию на железнодорожном терминале, обеспечивающую одновременную загрузку 32 железнодорожных цистерн. На терминале также находится первая в Казахстане установка улавливания легких фракций. Имеющейся инфраструктуры будет достаточно для увеличения пропускной способности в случае двукратного роста объемов добычи, предусмотренного стратегией Компании.

Поиск новых возможностей для роста

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Приобретение активов, обеспечивающих рост стоимости Компании, является частью нашей стратегии развития. В 2013 году с целью увеличения портфеля запасов Компанией были приобретены права на освоение трех дополнительных месторождений, расположенных в радиусе 120 км от Чинаревского. Мы продолжаем изучать другие активы в непосредственной близости.

Приобретение прав на пользование недрами

ТОО «Жаикмунай» обладает 100-процентными правами на пользование недрами трех нефтегазовых месторождений в Прикаспийском бассейне к северо-западу от г. Уральска, в частности, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Эти месторождения были приобретены в 2013 году по договору купли-продажи активов. С 1 марта 2013 года в силу вступили дополнительные соглашения, подписанные с Министерством нефти и газа Республики Казахстан в отношении указанных прав недропользования. ТОО «Жаикмунай» подало заявки о продлении лицензий в отношении трех упомянутых месторождений, две из которых действуют, а по третьей решение ожидается в первой половине 2019 года.

Геология

Несколько десятилетий успешных геологоразведочных работ подтвердили наличие на трех указанных месторождениях коммерческих запасов углеводородов. Основная часть углеводородов располагается в башкирском ярусе на уровне карбона, тогда как оставшиеся коллекторы относятся к пермо-карбонному периоду. Перед разработкой потребуется выполнить обширные поисково-оценочные работы с целью разведки известных залежей и более глубоких отложений.

Программа поисково-оценочных работ

В 2016 году на Ростошинском месторождении была пробурена оценочная скважина. Результаты, полученные благодаря этой скважине, были проанализированы в 2017 году. По итогам анализа была изменена геологическая модель Ростошинского месторождения и пересмотрена в сторону повышения оценка потенциальных запасов башкирского яруса прилегающего к Ростошинскому Дарьинского месторождения.

Общие запасы

ТОО «Жаикмунай» имеет успешный опыт перевода запасов в более высокие категории. В независимом отчете о запасах от 1 января 2019 года, подготовленном компанией Ryder Scott, сообщается о наличии у Компании 410 млн бнэ доказанных и вероятных запасов, из которых 116 млн бнэ приходится на три прилегающих месторождения. В соответствии со стратегией Группы мы продолжим поиск путей расширения нашей ресурсной базы и обеспечения роста объемов добычи.

Условные ресурсы

Помимо оцененных запасов категории 2P, на Чинаревском, Ростошинском,

Дарьинском и Южно-Гремячинском лицензионных участках были выявлены условные ресурсы. По оценкам на 1 января 2019 года, объем условных ресурсов категорий С1+С2 на Чинаревском участке составляет 111 млн баррелей жидких углеводородов и 462 млрд куб. футов товарного газа. Условные ресурсы трех других лицензионных участков оцениваются в 16 млн баррелей жидких углеводородов и 269 млрд куб. футов товарного газа.

Доказательство привлекательности инфраструктурных активов Компании

В 2018 году ТОО «Жаикмунай» заключила юридически обязывающие соглашения 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 Компания будет осуществлять переработку всех добываемых на этом месторождении углеводородов. Участниками УОГ являются компании АО «КазМунайГаз» (КМГ) (50%), Sinopet (27,5%) и MOL Group (MOL) (22,5%).

Согласованные коммерческие условия

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 ТОО «Жаикмунай».

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, тем самым подтвердив намерения разрабатывать свой лицензионный участок.

Доля рынка, продажи и ценовая политика

Мы уделяем особое внимание мониторингу деятельности, связанной с добычей, маркетингом и транспортировкой жидкого углеводородного сырья, поскольку на эти области приходится основной объем доходов Компании. Благодаря наличию собственной транспортной инфраструктуры, позволяющей гарантировать качество наших услуг, мы получаем относительно высокий доход на единицу экспортируемой продукции после вычета всех расходов, связанных с ее реализацией на рынке (netback).

Дополнительный доход обеспечивают продажи сухого газа, который является побочным продуктом переработки. Кроме того, сухой газ используется в качестве сырья на электростанциях Компании, обеспечивающих электроснабжение месторождения.

Маркетинг и продажи

В отделе продаж и маркетинга Компании заняты опытные специалисты. Сотрудники отдела постоянно работают над заключением новых контрактов на поставку сырья и ведут поиск оптимальных вариантов транспортировки нашей продукции.

Операционная структура

Группа имеет простую и эффективную операционную структуру. Директора и члены высшего руководства работают под управлением исполнительного председателя и главного исполнительного директора. Члены высшего руководства управляют всеми основными операционными подразделениями в соответствии с функциональной схемой и ключевыми принципами управления. Благодаря обширным знаниям и богатому отраслевому опыту команда успешно руководила деятельностью Группы в сложных производственных условиях, наблюдавшихся в течение прошлого года.

Совет директоров

Председателем Совета директоров является Атул Гупта. Заседания Совета проходят не реже четырех раз в год. Члены Совета директоров совместно несут ответственность перед акционерами за успех Группы в долгосрочной перспективе. Для этого Совет проводит анализ коммерческих результатов, бюджета и финансирования Группы, определяет стратегические задачи Группы и отслеживает процесс их реализации, рассматривает возможности приобретения активов и взаимодействует с акционерами. Поддержку Совета в работе оказывают различные комитеты, описание зоны ответственности которых представлено на веб-сайте Компании.

Председатель Совета директоров

Осуществляет руководство Советом директоров и обеспечивает эффективность его работы.

Главный исполнительный директор

Несет ответственность за эффективное планирование и реализацию целей и стратегий, утвержденных Советом директоров.

Неисполнительные директора

Привносят в работу Совета директоров и процесс принятия решений взгляд со стороны, обеспечивают конструктивную критику и непредвзятую оценку деятельности. Анализируют эффективность руководства и принятой стратегии.

Главный независимый директор

Оказывает поддержку Председателю при принятии решений и выступает в роли посредника между ним и другими директорами.

Комитет по аудиту

Осуществляет надзор над подготовкой финансовой отчетности Группы. Контролирует работу внешнего аудитора, на регулярной основе проводит оценку системы управления рисками и работу подразделений внутреннего аудита.

Председатель:

Кристофер Кодрингтон

Отчет комитета приводится на с. 66

Комитет по выдвижению кандидатур и управлению

Осуществляет пересмотр структуры, численности и состава Совета директоров и комитетов, дает соответствующие рекомендации и контролирует процесс назначения новых членов Совета директоров.

Председатель:

Кристофер Кодрингтон

Отчет комитета приводится на с. 74

Комитет по вознаграждениям

Анализирует политику вознаграждения руководства и выносит соответствующие рекомендации Совету директоров, а также определяет совокупное вознаграждение директорам.

Председатель:

Марк Мартин

Отчет комитета приводится на с. 76

Секретарь Компании

Взаимодействуя с Председателем, консультирует Совет директоров по вопросам корпоративного управления, а также обеспечивает соответствие работы Совета процедурным нормам и эффективный обмен информацией между Советом и комитетами. Назначение Секретаря Компании находится в исключительной компетенции Совета директоров.

Председатель:

Томас Хартнетт

Высшее руководство

Высшее руководство оказывает поддержку Главному исполнительному директору в принятии решений, касающихся управления Группой в целом, и в отношении вопросов, не находящихся в исключительной компетенции Совета директоров, а также обеспечивает соответствие операционной деятельности и результатов общей стратегии Группы. Каждый из членов высшего руководства подчиняется напрямую Главному исполнительному директору, а он, в свою очередь – Совету директоров.

В обязанности членов высшего руководства в соответствующих областях входит, в том числе, реализация решений, принятых Главным исполнительным директором и Советом директоров, выделение ресурсов, управление рисками, повышение эффективности работы Компании, руководство работниками и развитие их компетенций, анализ результатов и налаживание коммуникации между функциональными подразделениями.

Финансовый департамент

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) корпоративные финансы; (ii) работа с инвесторами; (iii) экономический анализ; (iv) налогообложение; (v) формирование бюджета и контроль его исполнения; (vi) страхование; (vii) управление рисками, и (viii) информационно-коммуникационные технологии.

Руководитель: Том Ричардсон

Департамент развития бизнеса

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) управление углеводородными запасами; (ii) подготовка и внедрение стратегии разведки и добычи; (iii) геологоразведка и анализ геологоразведочных данных; (iv) управление портфелем активов; (v) анализ рынка (vi) подготовка сделок, и (vii) анализ деятельности конкурентов.

Руководитель: Сергей Хафизов

Операционный департамент

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) технологические процессы и управление разработкой месторождений; (ii) управление работами по бурению и капитальному ремонту скважин; (iii) добыча; (iv) строительные и инженерные работы на месторождениях; (v) взаимодействие с органами государственной власти; (vi) закупки; (vii) НИОКР; (viii) обеспечение безопасности, и (ix) получение лицензий.

Руководитель: Хайнц Вендель

Юридический департамент

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) все юридические вопросы; (ii) соблюдение нормативных документов; (iii) корпоративное управление; (iv) администрирование Компании, и (v) внутренние коммуникации.

Руководитель:
Томас Хартнетт

Департамент продаж и маркетинга

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) продажа нефтегазовых продуктов; (ii) маркетинг, и (iii) логистика и транспортная перевозка.

Руководитель:
Аркадий Эпифанов

ОКП, ОТ, ТБ и ООС

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) качество продукции, (ii) охрана труда, (iii) техника безопасности и (iv) охрана окружающей среды.

Руководитель:
Даулет Тулегенов

Персонал

Поддержка Группы и Совета директоров в следующих областях: (i) общие вопросы в отношении персонала и работников, (ii) обучение, (iii) вознаграждения.

Руководитель:
Марина Гриневская

Обзор инфраструктуры

Завод по подготовке нефти

В 2006 году ТОО «Жаикмунай» завершило строительство завода 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 и 2

Завод по подготовке газа состоит из двух установок подготовки газа (УПГ) мощностью около 850 млн куб. м сырого газа в год каждая. В настоящее время производительность завода близка к проектной.

УПГ-3

Механомонтажные операции на третьей установке подготовки газа были завершены в 2018 году; пусконаладочные работы начнутся в 2019 году. После ввода в эксплуатацию УПГ-3 мощности по переработке сырого газа возрастут на 2,5 млрд куб. м, а совокупная мощность всех установок Группы увеличится до 4,2 млрд куб. м в год.

Электростанция

Газовая электростанция мощностью 15 МВт соединена с газоперерабатывающим заводом. Генерирующей мощности электростанции достаточно для удовлетворения текущих и прогнозируемых потребностей месторождения и вспомогательных предприятий в электроэнергии с учетом целевого наращивания уровня добычи Компании.

Газопровод

У ТОО «Жаикмунай» имеется собственный 17-километровый газопровод, построенный в 2011 году и соединенный с газопроводом Оренбург — Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода составляет несколько миллиардов кубических метров.

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 Компании в г. Уральске. Максимальная годовая пропускная способность трубопровода превышает 3 млн тонн.

Железнодорожный наливной терминал

В 2009 году ТОО «Жаикмунай» ввела в эксплуатацию собственный автоматизированный железнодорожный наливной терминал в г. Уральске. В настоящее время на него поступают все добываемые Компанией 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 (netback) на всех этапах сырьевого цикла. Полная стоимость подключения к трубопроводу АО «КазТрансОйл» составила менее 7 млн долл. США, что оказалось ниже первоначального прогноза в 10 млн долл. США. Проект был реализован в срок.

Система низкого давления

В 2018 году Компания завершила создание системы низкого давления и ввела ее в эксплуатацию. Задача системы — снизить темпы истощения газоконденсатных коллекторов путем уменьшения давления на входе главного манифольда завода по подготовке газа с 10 до 42 бар.

Основные этапы развития

Первый этап: 2004 — 2013 годы

2004 г. — приобретение ТОО «Жаикмунай»

2007 г. — начало реализации проекта УПГ-1 и 2

2009 г. — завершение строительства трубопровода длиной 120 км для транспортировки нефти и стабилизированного конденсата между Чинаревским месторождением и железнодорожным терминалом вблизи г. Уральска

2011 г. — завершение строительства газопровода длиной 17 км для транспортировки сухого газа

2011 г. — завершение строительства ГПЗ

2013 г. — начало реализации проекта УПГ-3

2013 г. — приобретение трех прилегающих участков

Второй этап: 2014 — 2018 годы

2014 г. — завершение сейсморазведочных работ 3D на трех лицензионных участках

2015 г. — электростанция и газлифтная установка

2016 г. — выход на проектную глубину первой разведочной скважины на Ростошинском месторождении

2017 г. — подключение к трубопроводу АО «КазТрансОйл»

2017 г. — успешное испытание первой поисково-оценочной скважины на Ростошинском месторождении

2018 г. — заключение соглашения с ТОО «Урал Ойл энд Газ»

2018 г. — завершение механомонтажных работ на проекте УПГ

Главные события в 2018 году и цели на 2019 год: основные факторы расхождений между прогнозными и фактическими показателями

Главные события в отчетном периоде

В 2018 году ТОО «Жаикмунай» работало над достижением основных стратегических, финансовых и операционных целей в соответствии со стратегией развития.

Стратегические

ТОО «Урал Ойл энд Газ»

В 2018 году мы непрерывно отслеживали ситуацию на Чинаревском месторождении и близлежащих территориях для оценки возможности освоения труднодоступных запасов газа, используя инфраструктуру ТОО «Жаикмунай», в соответствии с поставленной в 2017 году задачей. Компания подписала с ТОО «Урал Ойл энд Газ» юридически обязывающие соглашения по давальческой переработке углеводородов на собственных мощностях.

Финансовые

Снижение затрат

В 2018 году была поставлена задача по снижению общих и административных расходов и операционных затрат по сравнению с показателями 2017 года. Благодаря высокой эффективности деятельности Компания добилась снижения общих и административных расходов на 28% и операционных затрат на 14%. Чтобы компенсировать сокращение объемов добычи, Компания оптимизировала корпоративную структуру, сократив фонд оплаты труда и пересмотрев условия основных договоров.

Операционные

Добыча и запасы

В 2018 году нам не удалось достичь поставленных целей по объему добычи и запасов. Производство сократилось на 20% из-за операционных осложнений на месторождении. Запасы категории 2Р также сократились на 78 млн бнэ вследствие потерь из-за обводнения пласта, а также перевода запасов других участков в категорию условных ресурсов в силу экономической нецелесообразности их добычи при сегодняшнем уровне цен на нефть.

Инфраструктура

Механомонтажные работы на УПГ-3 завершены в декабре 2018 года согласно плану. Пусконаладочные работы, проведение которых также планировалось в 2018 году, перенесены на 2019 год. При этом мы успешно внедрили систему низкого давления для продления срока службы действующих добывающих скважин.

ОКП, ОТ, ТБ и ООС

Снижение показателей производственного травматизма

После принятия в 2018 году обязательств по совершенствованию процессов охраны труда и техники безопасности, общий показатель частоты травм на производстве

(TRIF) снизился с 3,92 до 1,39 на 1 млн человеко-часов рабочего времени, а показатель частоты травм с временной потерей трудоспособности (LTIF) — с 2,48 до 1,05 на 1 млн человеко-часов рабочего времени.

Ответственное и устойчивое развитие, ОКП, ОТ, ТБ и ООС, и управление персоналом

В своей деятельности ТОО «Жаикмунай» придерживается высоких стандартов в области ООС, социальной ответственности и корпоративного управления. Компания осознает свою ответственность за устойчивое и этическое ведение бизнеса на благо местного населения и всех заинтересованных сторон.

На протяжении более 20 лет ведения деятельности в Казахстане ТОО «Жаикмунай» придерживается принципов ответственности и прозрачности и учитывает интересы общества при принятии всех важных решений. Мы с глубоким пониманием и уважением относимся к потребностям населения в регионах присутствия и осознаем значимость этического взаимодействия с сотрудниками, населением и окружающей средой.

Стандарты ТОО «Жаикмунай» в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС составлены с учетом нормативных и законодательных требований Казахстана и Великобритании. Помимо этого, Компания стремится соответствовать стандартам ISO 14001 (Системы экологического менеджмента) и ISO 50001 (Системы энергетического менеджмента).

В 2019 году для урегулирования соответствующих вопросов в Группе будет создан Подкомитет Совета директоров по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и работе с населением. Работа комитета будет посвящена вопросам лидерства и вовлеченности, расследованию происшествий на производстве, взаимодействию с подрядными организациями, безопасности производственных процессов, а также вопросам охраны окружающей среды, изменения климата и социальной ответственности. Эта деятельность будет осуществляться в рамках пятилетнего стратегического плана ТОО «Жаикмунай» по достижению целей и задач в сфере ОТ, ТБ и ООС.

Политика и приоритеты в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС

В сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС приоритетами ТОО «Жаикмунай» являются повышение качества управления и предотвращение рисков, связанных с качеством продукции, охраной здоровья, безопасностью на производстве и охраной окружающей среды для предотвращения производственных травм и ущерба здоровью сотрудников. Для достижения этой цели в Компании действует комплекс правил и рекомендаций, основанных на четких стратегических приоритетах.

Лидерство и вовлеченность

Руководство ТОО «Жаикмунай» ведет активную деятельность по формированию и поддержанию корпоративной культуры в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

Организация

В Компании имеются утвержденные зоны ответственности и структура управления в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

Сотрудники, повышение квалификации и стандарты поведения

Отбор, обучение и развитие всех сотрудников направлены на обеспечение качественного выполнения обязанностей в безопасных рабочих условиях.

Опасные факторы и последствия

Компания выявляет источники опасности, оценивает риски и внедряет соответствующие механизмы контроля.

Проектирование

При строительстве производственных объектов учитываются процессуальные кодексы и технические условия, эксплуатационные требования и законодательные нормы, правила безопасности и защиты окружающей среды.

Политика трудоустройства и равные возможности

Как работодатель Группа обеспечивает всем работникам равные возможности, в том числе в части инклюзивного трудоустройства, и соблюдает все требования действующего законодательства, регулирующие сферу занятости. В Группе также действуют регламенты и процедуры, касающиеся найма, подбора, обучения и развития работников, а также их продвижения по службе и выхода на пенсию. Группа стремится к созданию открытой рабочей атмосферы, в которой преобладают доверие, честность и уважение друг к другу. В Компании не допускаются притеснения или дискриминация по признаку расы, религии, национальности, возраста, пола, инвалидности, сексуальной ориентации и политических убеждений, а также иным признакам, защищаемым от дискриминации. Этот принцип действует в отношении всех аспектов трудовых отношений, включая наем, продвижение в должности и прекращение трудоустройства, а также всех прочих условий трудовых отношений. Цель Группы — создать справедливые трудовые отношения, обеспечивающие всем участникам равные права и учитывающие как квалификацию и способности работника, так и потребности работодателя. Работники могут вступать в профсоюзы и заключать коллективные договоры.

Операционная деятельность

Вся операционная деятельность по разведке, разработке, добыче и транспортировке углеводородов опирается на установленные системы безопасности.

Работа с подрядными организациями

Для обеспечения соответствия деятельности подрядных организаций и поставщиков нормативным требованиям Республики Казахстан и стандартам Компании в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС была разработана и внедрена система контроля

Планирование и мониторинг производственных показателей

Постановка задач осуществляется в соответствии с КПЭ, установленными для оценки эффективности мер в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

Предупреждение и регулирование чрезвычайных и кризисных ситуаций

Четыре основных приоритета управления в режиме ЧС: Люди, Окружающая среда, Активы и Репутация. Успешное реагирование в случае чрезвычайной или кризисной ситуации обеспечивается за счет отлаженных организационных процессов, аварийного оборудования и подготовки сотрудников.

Диалог с заинтересованными сторонами и документальная база

Компания ведет активный диалог с заинтересованными сторонами и местным населением для обеспечения уверенности в высоких стандартах нашей деятельности.

Аудит и анализ

Для оценки эффективности управления в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС и выявления областей для совершенствования деятельности, в Компании действует система независимой оценки и аудита.

Охрана труда и техника безопасности

В основе успеха нашей операционной деятельности лежат строгие принципы охраны труда. Безопасность сотрудников и представителей подрядных организаций обеспечивается за счет обучения и отчетности в сфере ОКП, ОТ, ТБ и ООС.

В ТОО «Жаикмунай» действует всесторонняя Политика в сфере ОТ, ТБ и ООС, а также система управления ОКП, ОТ, ТБ и ООС, которая собирает исчерпывающие данные о показателях в области охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и здоровья и обеспечения санитарных условий, в соответствии с требованиями законодательства Казахстана. Вопросам безопасности уделяется пристальное внимание на уровне высшего руководства Компании, поэтому данная информация предоставляется руководству на ежемесячной основе.

В 2018 году нам удалось улучшить два основных показателя — значительно снизилась частота несчастных случаев с потерей трудоспособности и общая частота несчастных случаев на производстве. Снижение показателей было связано с введением в 2018 году карточек наблюдения за рисками ОТ, ТБ и ООС, включением Анализа безопасности работ в Систему допуска к работе, контролем за соблюдением правил ОТ, ТБ и ООС подрядчиками и сотрудниками Компании, а также прочими мерами, поощряющими безопасный подход к работе.

Коммуникации в области безопасности

В 2018 году были приняты меры по усовершенствованию механизмов коммуникации по вопросам ОТ и ТБ. В мае 2018 года была разработана система соответствующих оповещений — при включении компьютера и в 11:00 на всех экранах появляется всплывающее окно с сообщением от отдела обеспечения качества продукции, охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды по актуальным вопросам. Информирование о потенциальных угрозах на производстве и развитие культуры в сфере ОТ, ТБ и ООС также осуществляются за счет печати соответствующих плакатов.

Система карточек наблюдения была разработана в 2017 году и продолжала использоваться в 2018 году. Она позволяет сотрудникам и представителям подрядчиков сообщать об опасных факторах и вносить предложения по улучшению ситуации.

Принципы управления в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС

Принципы управления в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС были разработаны и утверждены в марте 2018 года. Документ должен служить ориентиром для сотрудников и подрядчиков Компании, обеспечивающих внедрение данной системы на всех уровнях и содержит обзор базовой документации в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС и описание различных аспектов системы управления, таких как планирование, внедрение, мониторинг и анализ.

Работа с подрядными организациями

В 2018 году Компания работала над улучшением процессов взаимодействия с подрядчиками. За это время в ответ на опасения о транспортной безопасности при

работе подрядных организаций была доработана процедура по обеспечению безопасности на дорогах. Кроме того, были проведены две аудиторские проверки транспортных процессов подрядчиков.

В 2019 году планируется обновление системы работы с подрядчиками, которая будет содержать критерии в области ОТ, ТБ и ООС при предварительном отборе, аудиторские проверки системы управления в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС, регулярные встречи с основными подрядчиками с участием высшего руководства обеих сторон, обсуждение мер безопасности и анализ результатов. Также на 2019 год запланированы девять проверок подрядчиков и шесть внутренних проверок мер безопасности, что свидетельствует о нашем стремлении на регулярной основе совершенствовать систему управления подрядными организациями.

Инициативы 2019 года

В 2019 году будут организованы мероприятия с участием руководства, целью которых станет привлечение внимания и продвижение ответственного отношения к вопросам и целям в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС. В рамках этой инициативы будут организованы дополнительные мероприятия, например, День промышленной безопасности и Форум промышленной безопасности.

Кроме того, в ежегодный аудиторский отчет о соответствии требованиям ОТ, ПБ и ООС включены консолидированные данные по результатам аудиторских проверок и инспекций, проводившихся в течение года и имевших целью определение тенденций и выявление областей, в которых возможны улучшения. В 2019 году планируется провести девять проверок подрядчиков и шесть внутренних проверок мер безопасности.

Безопасность процессов

В 2019 году Группа планирует утвердить План по повышению безопасности процессов, предусматривающий постановку КПЭ и разработку плана обслуживания всех важных с точки зрения безопасности элементов с учетом стандартов производительности, а также частотности и методологии использования.

Наш персонал

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

Компанией руководит амбициозная и опытная команда, состоящая из людей разного возраста, пола и национальной принадлежности, и стремление обеспечить сбалансированный состав кадров всех подразделений является неотъемлемой частью политики Группы.

Структура персонала по полу

Группа стремится обеспечить более гармоничный гендерный баланс на всех уровнях, и в 2018 году 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 195 из 820 работников Группы — женщины, а 625 — мужчины.

Совет директоров признает необходимость дальнейшей работы в этом направлении и намерен руководствоваться принципами кадрового баланса при принятии последующих решений о назначениях, в том числе обеспечивая достаточную представленность граждан Казахстана в руководстве Группы. В течение 2018 года Совет директоров также активно занимался вопросами подготовки кадрового резерва, принимая во внимание фактор гендерного равенства.

Помимо этого, Департамент по работе с персоналом разрабатывает политику продвижения по службе внутри Компании и подготовки кадрового резерва с учетом принципов кадрового баланса на всех уровнях организации. Мы рады сообщить, что 50% сотрудников, присоединившихся к Группе в 2018 году, — женщины.

Работа с кадрами и социальные гарантии

ТОО «Жаикмунай» видит себя партнером и неотъемлемой частью местного сообщества в регионах ведения своей деятельности и является одним из крупнейших работодателей Западного Казахстана: в этой части страны работает 779 сотрудников Компании.

Расположение	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Чинаревское месторождение	633	686	710	612	696	524
Уральск	274	268	305	322	250	254
Прочие	56	51	6	4	1	1
Всего	963	1 005	1 021	938	947	779

Все сотрудники Компании получают достойное вознаграждение, выплачиваемое в соответствии со всеми требованиями и рекомендациями регулирующих органов. В 2018 году средняя месячная заработная плата сотрудников в Казахстане, номинированная в тенге, выросла на 11%.

В рамках реализации мер по обеспечению гендерного равенства мы планируем также уделить особое внимание разнице в уровне оплаты труда мужчин и женщин. В 2018 году средняя заработная плата работников-мужчин в Группе была на 21,99% выше, чем у работников-женщин, при этом медианная заработная плата была на 2,72% выше у работников-женщин.

Помимо заработной платы, ТОО «Жаикмунай» предоставляет сотрудникам социальный пакет, включающий:

социальное обеспечение

отчисления в пенсионные фонды

медицинское обслуживание

программы страхования.

Обучение и повышение квалификации

Мы убеждены, что инвестиции в персонал важны для расширения экономических возможностей населения в регионах ведения нашей деятельности ТОО «Жаикмунай» 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.

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.

Структура персонала по возрасту ТОО «Жаикмунай»

Возраст	Количество	%
младше 30	87	11%
30—39	356	46%
40—49	184	23%
50—59	123	16%
Старше 60	29	4%

Структура персонала по полу

Пол	Количество	%
Женщины	174	22%
Мужчины	605	78%

Сильное руководство

Во главе Компании стоит опытная и преданная делу команда высшего руководства, представленная людьми разного возраста и национальности. Состав высшего руководства:

- Кай-Уве Кессель, Главный исполнительный директор
- Томас Ричардсон, Главный финансовый директор
- Томас Хартнетт, Главный юриконсульт и Секретарь Компании
- Аркадий Епифанов, Коммерческий директор

- Сергей Хафизов, Директор по развитию бизнеса
- Хайнц Вендель, Директор по производству (покинул пост в 2019 г., вместо него назначен Роберт Тинкхоф)

В 2018 году в программах обучения и повышения квалификации приняли участие 763 сотрудника Компании. Расходы ТОО «Жаикмунай» на образовательные программы в 2018 году составили 1 085 475 долл. США, а общее количество учебных дней — 9 744.

Обучение прошли сотрудники операционных подразделений, руководители департаментов, инженеры и другие специалисты технического профиля на разных уровнях организации.

Кодекс корпоративного поведения Группы и политика по защите прав человека

Неотъемлемой частью корпоративной культуры ТОО «Жаикмунай» является признание и соблюдение международных стандартов в области защиты прав человека. Стремясь соответствовать передовой практике нефтегазовой отрасли, в 2019 году Группа намерена разработать и внедрить Политику по защите прав человека.

Она дополнит Кодекс корпоративного поведения, который определяет принципы деловой этики и содержит неисчерпывающий перечень стандартов поведения, соблюдения которых Группа ожидает от своих сотрудников. Эти принципы включают положения в отношении защиты прав человека и отсутствия дискриминации на рабочем месте. В 2018 году Кодекс был актуализирован с учетом изменений в законодательстве, касающемся вопросов раскрытия инсайдерской информации и совершения операций на ее основе.

Кодекс корпоративного поведения 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 предотвращении современных форм рабства

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:

В 2018 году Группа также заключила коллективные договоры с представителями трудового коллектива в целях регулирования трудовых отношений с работниками.

Политика внутреннего информирования

В ТОО «Жаикмунай» действует Политика внутреннего информирования, которая учитывает Свод правил внутреннего информирования, выпущенный Британским институтом стандартов и Организацией общественного контроля в сфере труда.

Политика применяется ко всем лицам, работающим в Группе на всех уровнях и на любых должностях.

В тексте политики представлены контактные данные трех сотрудников Компании, владеющих различными языками, для подачи обращений персоналом по любым вопросам несоблюдения нормативно-правовых требований. Отсылку к Политике внутреннего информирования также содержит Кодекс корпоративного поведения, и всем лицам, добросовестно содействующим в сообщении о любых нарушениях, гарантируется защита от любых преследований. Текст политики доступен на русском и английском языках на сайте Группы. На момент подготовки данного раздела 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.

Взаимодействие с населением в регионах присутствия

ТОО «Жаикмунай» поддерживает формальные и неформальные контакты с населением в регионах присутствия и старается учитывать обратную связь заинтересованных сторон, в том числе местных жителей, поставщиков и органов власти.

Компания стремится к открытому диалогу с представителями общественности. С этой целью в Группе налажена система получения обращений через интернет-портал, а также проводится работа с сотрудниками и подрядчиками для обеспечения корректного взаимодействия с представителями местного населения.

Помимо этого, Компания участвует в финансировании социальной инфраструктуры и общественных проектов. В 2018 году основные проекты включали:

- поддержку благотворительного фонда «Ақжайық» и социального проекта «Туган Жер», в том числе финансирование:
- краеведческих образовательных программ;
- инициатив в области экологии и обустройства ландшафта;
- изучения истории региона;
- восстановления культурных объектов и исторических памятников;
- инфраструктурных проектов;
- помощи представителям молодежи; а также
- участия детей Западного Казахстана в детском фестивале Burabay Summer Fest.

Мы также предоставили финансирование на социальные проекты в Зеленовском районе, где расположены активы компании, а также проект по развитию инфраструктуры:

- помощь селу Январцево, в том числе установка уличного освещения, реконструкция памятников, поддержка начальной школы и праздничные мероприятия;
- финансирование детской площадки в Сулукольском сельском округе и оказание поддержки местной средней школе;

- частичное финансирование строительства парка отдыха в Белесском сельском округе и оказание поддержки местной средней школе;
- финансовая помощь молодежной организации «Жас Канат» в организации праздничного концерта в день города;
- текущее спонсорство федерации волейбола Западно-Казахстанской области и поддержка местных молодежных команд.
- финансирование приобретения активов и строительства в региональном эколого-биологическом центре (городской зоопарк);
- выделение средств областному детскому дому, в том числе ремонт помещений группы «Жулдыз» и медпункта, приобретение мебели; а также
- финансовая поддержка общественного объединения «Байтерек», занимающегося оказанием помощи больным ДЦП.
- Помимо этого, шестнадцать школ региона получили гранты на обновление материально-технической базы, общая сумма которых превысила 100 000 долл. США.

Использование объектов Группы

В случае необходимости Группа допускает использование объектов инфраструктуры ТОО «Жаикмунай» в общественных целях, в том числе задействование медперсонала и транспорта Группы для оказания срочной медицинской помощи и доставки местных жителей в больницу, а также участие пожарной части Группы в тушении природных пожаров. ТОО «Жаикмунай» также оказывает содействие местным органам власти в расчистке сельских дорог и переулков, когда государственные службы не справляются с этой задачей, в частности зимой 2018—2019 годов, когда местному населению оказывалась помощь в расчистке рекордного количества снега.

Окружающая среда

В основе деятельности ТОО «Жаикмунай» лежат принципы обеспечения экологической безопасности и ответственного отношения к окружающей среде. Компания соблюдает все действующие природоохранные требования, а также стремится привести свою систему экологического менеджмента в соответствие со стандартами ISO.

Мы осознаем важность снижения негативного экологического воздействия в регионах нашего присутствия и ежегодно ставим перед собой ряд целей в области охраны окружающей среды. Кроме того, в Компании действует специальная программа экологического мониторинга, позволяющая осуществлять контроль за:

- уровнем загрязнения воздуха;
- охраной и рациональным использованием водных ресурсов;
- охраной земельных ресурсов;
- ответственной разработкой недр;
- защитой растительного и животного мира;
- обеспечением радиационной, биологической и химической безопасности;
- реализацией образовательных и информационных инициатив и контрольно-надзорных мер в области охраны окружающей среды;

- ведением научно-исследовательской деятельности, разведывательно-буровых и других видов работ;
- утилизацией производственных отходов; и
- восстановлением почвенного покрова.

Наши основные цели в области охраны окружающей среды в 2019 году — 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.

Соблюдение законодательных требований

Для оценки влияния на окружающую среду ТОО «Жаикмунай» привлекает независимого аудитора. В 2018 году проверку соответствия деятельности Компании требованиям в сфере ОТ, ТБ и ООС и подготовку годового отчета о содержании, методах и результатах реализации экологических инициатив ТОО «Жаикмунай» 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 2018 году:

- системы управления ОТ, ТБ и ООС соответствуют национальным и международным стандартам и непрерывно совершенствуются на протяжении последних нескольких лет;
- в 2018 году количество серьезных происшествий на производстве сократилось, что подтверждает эффективность инициатив в области ОКП, ОТ, ТБ и ООС;
- введение системы карточек наблюдения за рисками ОТ, ТБ и ООС и распространение ежемесячных отчетов по ОТ, ТБ и ООС способствовали повышению вовлеченности персонала Компании в процесс контроля за выполнением требований 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 2018 году 93,4% 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. Так, в 2018 году Компанией введена в эксплуатацию установка регенерации серы, что позволило снизить выбросы серосодержащих соединений. ТОО «Жаикмунай» 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 рамках наших усилий по улучшению показателей и обеспечению прозрачности в этой области мы планируем принять участие в проекте CDP.

ТОО «Жаикмунай» также соблюдает 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 Компании по выбросам парниковых газов совпадает с периодом, за который готовится Отчет директоров. Компания не несет ответственность за источники выбросов, не включенные в консолидированную финансовую отчетность. Формат предоставления результатов учета выбросов соответствует Протоколу выбросов парниковых газов.

Выбросы парниковых газов

В соответствии с планом, за максимальный допустимый уровень выбросов в 2018 году принимался средний общий объем выбросов за 2013—2014 годы (в эквиваленте выбросов углекислого газа). С учетом установленного лимита выбросы парниковых газов в 2018 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.

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

	2014	2015	2016	2017	2018
Двуокись углерода	236 556,0	208 466,2	195 453,3	242 275,6	244 379,2
Метан	27 424,8	13 919,8	10 817,0	10 723,4	8 436,3
Оксид азота	124,3	126,2	1 045,7	1 305,4	1 303,5

Гидрофторуглероды	16,1	34,0	33,6	27,6	36,6
Всего	264 121,2	222 546,2	207 349,6	254 332,0	254 155,6

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)

	2014	2015	2016	2017	2018
Стационарные источники	260 124,4	205 701,9	195 576,1	243 001,1	245 467,3
Мобильные источники	2 135,2	1 498,2	757,9	434,9	115,9
Неорганизованные источники	1 861,6	15 346,1	11 015,6	10 896,0	8 572,4
Всего	264 121,2	222 546,2	207 349,6	254 332,0	254 155,6

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 объекты ТОО «Жаикмунай» 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)

	2014	2015	2016	2017	2018
Прямые, при генерировании энергии (категория 1)	264 121,2	222 546,2	207 349,6	254 332,0	254 155,6
Непрямые, при генерировании энергии (категория 2)	5 278,6	5 482,3	2 262,9	640,3	559,2
Всего	269 399,8	228 028,5	209 612,5	254 972,3	254 714,8

Интенсивность выбросов парниковых газов

Показатели интенсивности выбросов (тонн CO₂ на тонну продукции) соответствует уровню, рекомендованному для компаний нефтегазового сектора в соответствии с Приложением F Рекомендаций по отчетности в сфере охраны окружающей среды Министерства окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства Великобритании от 2013 года. Принимая во внимание разнообразие продукции ТОО «Жаикмунай» — сырая нефть, стабилизированный конденсат, СУГ и сухой газ — коэффициент интенсивности представлен в метрических тоннах эквивалента CO₂ (т CO₂-экв.) на тонну нефтяного эквивалента (млн бнэ).

В Таблице 4 представлены показатели интенсивности для всех выбросов (категория 1 и категория 2) за 2014—2018 годы.

Таблица 4: Интенсивность выбросов парниковых газов

	2014	2015	2016	2017	2018
Объем добычи (тнэ)	2 366 023,6	2 152 421,6	2 156 171,2	2 088 917,0	1 878 026,2
т CO ₂ /тнэ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Объем добычи (млн бнэ)	16,2	14,7	14,8	14,3	12,9
т CO ₂ /млн бнэ	16 623,8	15 467,3	14 193,4	17 820,7	19 801,8

Согласно скорректированному национальному плану распределения квот на выбросы парниковых газов на 2018—2020 годы, разрешенный суммарный объем выбросов ТОО «Жаикмунай» составляет 627 174 тонны CO₂. В настоящее время Министерство энергетики Республики Казахстан в сотрудничестве со Всемирным банком осуществляет разработку и внедрение электронной платформы отчетности по выбросам парниковых газов, которая используется в рамках работы Национальной

системы торговли квотами. Одной из целей Компании в 2018 году было снижение показателей интенсивности выбросов, тем не менее мы вынуждены констатировать, что, несмотря на сокращение объемов добычи, общий объем выбросов остался примерно на том же уровне. К сожалению, нам не удалось сдержать рост показателей интенсивности, но мы продолжаем работу в этом направлении.

Риски изменения климата

ТОО «Жаикмунай» 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. Анализ этой проблемы и принятие соответствующих мер было одной из наших ключевых целей в области КСО в 2018 году. В этом году мы привлекли внешнего подрядчика для оценки влияния экологических факторов на работу ТОО «Жаикмунай» и раскрытия соответствующей информации. Мы надеемся, что этот шаг станет важной частью работы в области противодействия изменениям климата.

Климатические изменения могут иметь негативные последствия для деятельности Компании. 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 2018 году изменение климата было включено в список основных рисков Компании.

Инициативы по дальнейшему снижению выбросов парниковых газов

В рамках мероприятий по снижению выбросов парниковых газов Компания планирует:

- модернизировать оборудование на установке подготовки нефти;
- провести учет энергопотребления для определения путей снижения выбросов.

С учетом того, что управление рисками в области охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления является приоритетной сферой деятельности, ТОО «Жаикмунай» стремится обеспечить постоянное внимание высшего руководства к этим вопросам. Кроме того, при принятии решения о выплате вознаграждения директорам Компании Комитет по вознаграждениям имеет право принять во внимание результаты деятельности в области охраны окружающей среды, социальной ответственности и корпоративного управления.

ТОО «Жаикмунай» осознает необходимость находить разумный баланс между ответственностью в области противодействия климатическим изменениям и обязательствами перед акционерами и другими заинтересованными сторонами. Мы верим в устойчивость нашего бизнеса и ожидаем стабильный спрос на продукты ТОО «Жаикмунай» в ближайшем будущем. С нашей точки зрения, кардинальное изменение стратегии противоречит интересам Компании и заинтересованных сторон, особенно с учетом важности нашей деятельности для экономического благополучия населения регионов присутствия.

Управление рисками

Группа постоянно совершенствует основные аспекты системы управления рисками, которые могут повлиять на достижение Группой 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 входит определение характера и вероятности возникновения основных рисков, которые Группа готова принять на себя для достижения стратегических целей. Совет директоров обязан обеспечить эффективность и надежность функционирования системы управления рисками и внутреннего контроля.

Совет директоров совместно с Комитетом по аудиту и высшим руководством несет основную 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.

Группа находится на этапе утверждения 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 являются центральными элементами системы управления рисками и осуществляют координацию трех линий защиты:

1. бизнес-функции (руководители бизнес-подразделений);
2. функции по контролю за рисками и соблюдением нормативно-правовых требований; и
3. внутренний аудит.

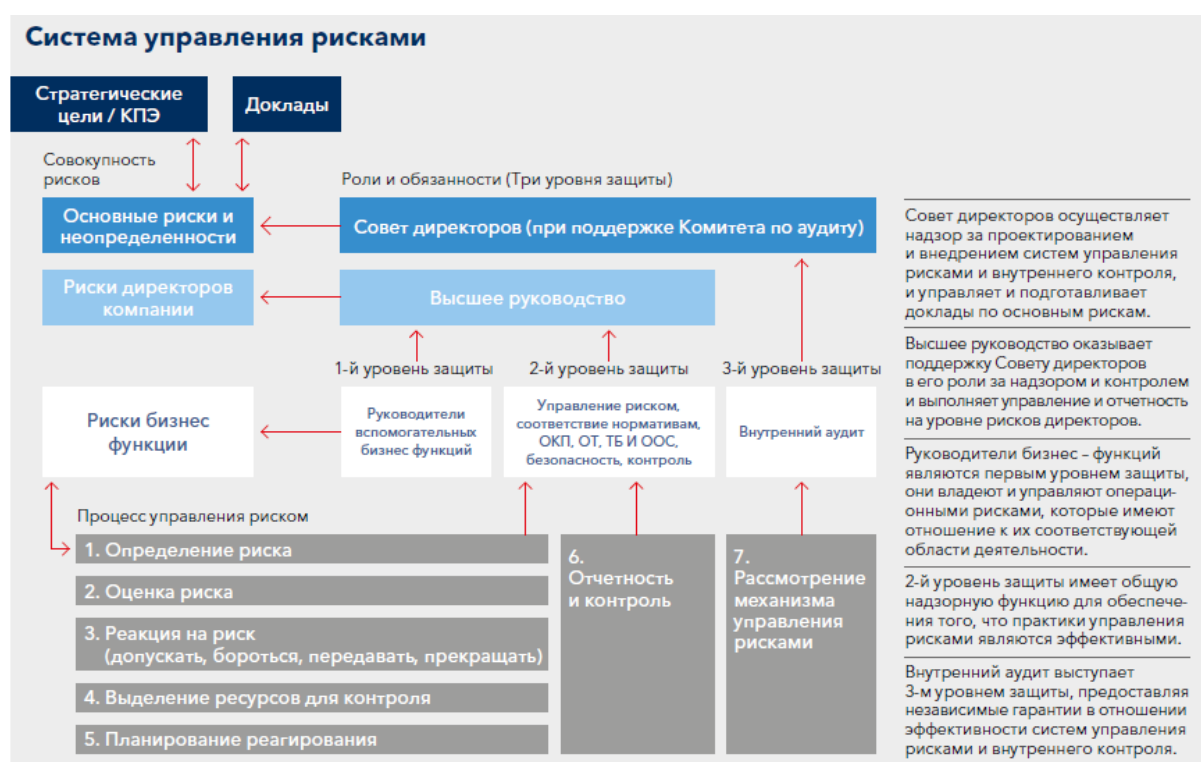
Работа с рисками ведется по установленной схеме, начиная с выявления риска и заканчивая пересмотром системы управления рисками, как показано ниже.

В процессе управления и контроля за основными рисками и факторами неопределенности на уровне Совета директоров также учитываются риски, связанные с его работой. Выявление, управление и составление отчетов по указанным рискам осуществляется высшим руководством Группы. Риски, возникающие в связи с деятельностью отдельных бизнес-подразделений Группы, классифицируются как риски бизнес-подразделений. Ответственность за управление рисками бизнес-подразделений несут представители высшего руководства, курирующие соответствующее направление деятельности Группы, при этом фактическое управление соответствующими рисками возлагается на руководителей подразделений. Все выявленные риски распределяются по следующим категориям: стратегические, операционные, финансовые, нормативно-правовые и прочие.

На основе анализа и обсуждения данной классификации высшее руководство и Совет директоров регулярно пересматривают ранее выявленные основные риски, оценивают

вероятность их возникновения и возможные негативные последствия, а также выявляют 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 2018 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 (ООС), социальной ответственности и корпоративного управления (ESG)

Вопросы ООС, социальной ответственности и корпоративного управления занимают важное место в системе управления рисками и внутреннего контроля. Совет директоров 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 располагают всей информацией, необходимой для обеспечения эффективной работы систем управления рисками и внутреннего контроля в части мониторинга и снижения указанных рисков. Более подробная

информация о действующих внутренних документах и процедурах в сфере ООС, социальной ответственности и корпоративного управления представлена в разделе «Ответственное и устойчивое развитие».

Изменения относительно предыдущего года

В 2018 году основные риски и факторы неопределенности, находящиеся под управлением и контролем Совета директоров и высшего руководства, а также оценки таких не претерпели значительных изменений относительно предыдущего года. Единственное изменение в разделе «Прочие риски» связано с принятием мер, направленных на снижение рисков в области изменения климата.

Описание риска

Управление рисками

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РИСКИ

Изменение условий деятельности и рыночной конъюнктуры

На деятельность Группы влияют риски, связанные с не зависящими от нее изменениями рыночной конъюнктуры и условий деятельности. К таким рискам относятся:

- волатильность рыночных цен на сырьевые товары;
- геополитическая ситуация в регионах присутствия Группы;
- колебания курсов валют.

Поскольку цена на реализуемые Группой нефть и конденсат привязана к рыночным, колебания цен на нефть 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. Кроме того, органы власти, предположительно действующие на основании законодательства Казахстана, могут обязать Группу 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.

Рисками в сфере ликвидности и цен на сырьевые товары Группа управляет с помощью финансовых инструментов. Более подробное описание и информация о размере соответствующих позиций, а также качественной и количественной оценке этих инструментов представлена в примечании «Производные финансовые инструменты» к консолидированной финансовой отчетности .

Большая часть сухого газа реализуется Группой в рамках контракта с привязкой к экспортным ценам. Как правило, эти цены значительно выше тех, что устанавливаются на внутреннем рынке. Подключившись к международному экспортному трубопроводу в 2017 году, Группа расширила свои возможности в области транспортировки и теперь может поставлять нефть не только в железнодорожных цистернах.

Для снижения геополитических и региональных рисков, а также рисков, связанных с поставками, Группа укрепляет отношения с покупателями, заключая долгосрочные договоры гарантированной закупки, и рассматривает возможности расширения географии продаж.

Кроме того, высшее руководство Группы постоянно контролирует риски, связанные с колебаниями курсов валют, и планирует деятельность с их учетом.

Стратегические инициативы в области развития

Деятельность на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении остается единственным источником дохода Группы, в связи с чем возникает высокий риск несоответствия показателей Группы ожиданиям акционеров в случае стихийных бедствий, повреждения оборудования в результате аварий, кризиса или иных политических событий. Одним из способов минимизации этого риска и вместе с тем получения дополнительной выгоды от более широкого использования имеющихся мощностей, технологических и кадровых ресурсов Группа считает диверсификацию сфер деятельности.

Стратегические инициативы по диверсификации деятельности, в том числе слияния и поглощения, а также проекты развития активов, в частности проект строительства УПГ-3 и программа бурения скважин, связаны со стандартными рисками, такими как нарушение сроков выполнения работ, неготовность объектов и перерасход средств, которые могут 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.

Целесообразность приобретения Группой нефтегазовых месторождений и активов анализируют специалисты соответствующего подразделения. В 2013 году Группа получила права на разработку трех нефтегазовых месторождений вблизи Чинаревского месторождения.

Для строительства УПГ-3 сформирована отдельная группа опытных специалистов в области управления проектами и заключен контракт с ОАО «НГСК КазСтройСервис». В декабре 2018 года Группа объявила о завершении механомонтажных работ и начале пуско-наладочных работ на установке.

Сроки, объемы и результаты выполнения программы бурения постоянно контролируются высшим руководством и Советом директоров с учетом текущих цен на нефть, а также готовности УПГ-3. Детальная программа бурения утверждается высшим руководством для каждой скважины и служит ориентиром при отражении расходов и результатов в отчетности.

Описание риска

Управление рисками

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, связанных с операциями на нефтегазовых месторождениях. Существуют также риски

Высококвалифицированные геологи Группы 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

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.

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

Рост при условии соблюдения 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.

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

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.

В Группе 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 группой соответствующих специалистов. Основные показатели, включая выбросы парникового газа, уровень загрязнения воды и почвы, а также данные по управлению отходами и травмам с потерей трудоспособности вместе с информацией о

среды и обеспечению производственной безопасности развита в Казахстане недостаточно и, учитывая часто меняющиеся требования в области экологии, есть вероятность того, что Группа не сможет постоянно обеспечивать полное соответствие таким требованиям.

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 на соответствие требованиям и передовым стандартам в сфере ОТ, ТБ и ООС. Исходя из его рекомендаций принимаются необходимые меры.

Описание риска

Меры по управлению риском

РИСКИ В ОБЛАСТИ СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ

Соблюдение условий договоров о недропользовании

Поскольку Группа осуществляет разведку и разработку месторождений, а также добычу нефти и газа согласно лицензиям, она 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 Группе предусмотрены механизмы и порядок действий для своевременной подачи заявок на продление сроков действия лицензий (в случае необходимости), однако ей сложно прогнозировать сроки и результаты рассмотрения этих заявок органами власти. Группа считает, что требования соглашения о разделе продукции Чинаревского месторождения соблюдаются ею в полной мере, и поддерживает открытый диалог с Правительством Республики Казахстан в отношении всех заключенных договоров о недропользовании. В случае несоблюдения их положений Группа 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), Руководство по раскрытию информации и правила обеспечения прозрачности, опубликованные Управлением по финансовому регулированию и надзору Великобритании,

Чтобы обеспечить соблюдение законов, норм и правил, Группа ввела в действие 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, а также Политику внутреннего информирования. Указанные документы периодически обновляются с учетом изменения нормативных требований. Группа также проводит

рекомендации и требования Совета по финансовой отчетности, а также требования Казахстанской фондовой биржи и соглашений о выпуске облигаций. В связи с этим Группа подвержена риску 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 временных затрат руководства и в целом негативно отражаться на результатах и деятельности Группы в области достижения стратегических целей.

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 держат под контролем все важные юридические вопросы и вопросы в области соблюдения требований в целях оперативного реагирования на любые действия.

На этапе утверждения сделок Группой постоянно предпринимаются меры, направленные на соблюдение внутренних нормативных документов. Кроме того, руководство поддерживает открытый диалог со спонсорами по вопросам, связанным с соблюдением Правил листинга ЛФБ и других нормативных требований.

Описание риска

Управление рисками

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Налоговые риски и факторы неопределенности

Факторы неопределенности в отношении применения налогового законодательства, в том числе обратной силы законодательных актов, и изменения налогового законодательства Казахстана ведут к возникновению рисков, связанных с дополнительными налоговыми обязательствами в результате переоценки рисков возмещаемости налоговых активов. Налоговые риски и факторы неопределенности могут отрицательно влиять на прибыльность и ликвидность и затруднять достижение Группой целевых показателей роста.

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, 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, задержки в исполнении или неисполнения договорных обязательств со стороны контрагентов в связи с неблагоприятной рыночной конъюнктурой и т. д.

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

Финансовые риски

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 ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА

Изменение 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.

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; и
- риск сбоев в цепочках поставок.

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

- Для ослабления негативного эффекта от роста цен на топливо энергоснабжение буровых установок теперь осуществляется не за счет дизельных генераторов, а за счет электричества, вырабатываемого электростанцией.
- Группа постоянно работает над повышением энергетической эффективности производственных процессов и снижением случаев утечек и возгораний.
- Почти вся вода в вахтовом поселке проходит очистку для повторного использования.

Совет директоров уделяет большое внимание рискам, связанным с изменением климата, а высшее руководство активно 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 мошеннических действий;
- риски, связанные с кибербезопасностью;
- риски, связанные с цепочками поставок Группы;

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

Группа использует различные механизмы внутреннего контроля цепочек поставок,

- риски, связанные с бухгалтерским учетом и управлением отчетностью;
- риски дефицита кадров.

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

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 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

Влияние реализованного убытка на структуру активов, капитала, ликвидности и пассивов

Реализованный убыток учитывается в составе собственного капитала. Группа всегда поддерживает достаточный уровень ликвидности, при этом удерживая чистую долговую нагрузку в установленных пределах. Информация по КПЭ приводится на странице 11.

Результаты деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 г. и 31 декабря 2017 г.

В таблице ниже представлены статьи консолидированного отчета Группы о совокупном доходе за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 г. и 31 декабря 2017 г., в долларах США и в виде процента от выручки.

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	% от выручки	2017	% от выручки
Выручка	389 927	100,0%	405 533	100,0%
Себестоимость продаж	(166 263)	42,6%	(180 088)	44,4%
Валовая прибыль	223 664	57,4%	225 445	55,6%
Общие и административные расходы	(12 380)	3,2%	(17 184)	4,2%
Расходы на реализацию и транспортировку	(50 590)	13,0%	(66 773)	16,5%
Налоги, кроме налога на прибыль	(29 728)	7,6%	(19 935)	4,9%
Убыток от обесценения	(117 575)	30,2%	—	0,0%
Финансовые расходы	(55 798)	14,3%	(41 452)	10,2%
Убыток по производным финансовым инструментам	—	0,0%	(6 658)	1,6%
Чистый убыток от курсовых разниц	(783)	0,2%	(369)	0,1%
Процентные доходы	253	0,1%	277	0,1%
Прочие доходы	5 357	1,4%	4 298	1,1%
Прочие расходы	(46 204)	11,8%	(12 213)	3,0%
Убыток/(прибыль) до уплаты налога на прибыль	(83 784)	21,5%	65 436	16,1%
Расходы по налогу на прибыль	(20 722)	5,3%	(47 986)	11,8%
Убыток/(прибыль) за год	(104 506)	26,8%	17 450	4,3%
Прочий совокупный доход за год	—	0,0%	—	0%
Итого совокупный (доход)/расход за год	(104 506)	26,8%	17 450	4,3%

Общая информация

За год, закончившийся 31 декабря 2018 г. («отчетный период»), общий совокупный убыток увеличился на 121,9 млн долл. США до 104,5 млн долл. США (по сравнению с 17,5 млн долл. США за 2017 год). Рост убытков в основном связан с убытками от обесценения активов за год. Он было частично компенсирован улучшением показателей, главным образом благодаря снижению себестоимости продаж, общих и административных расходов, расходов на продажу и транспортировку, а также финансовых расходов, как более подробно описано ниже.

Выручка

В отчетном периоде выручка Группы уменьшилась на 3,8% и составила 389,9 млн долл. США (по сравнению с 405,5 млн долл. США за 2017 год). В первую очередь, это обусловлено снижением объемов производства и продаж, которое было частично компенсировано увеличением средней цены на нефть марки Brent с 54,7 долл. США/барр. в 2017 году до 71,7 долл. США/барр. в течение отчетного периода. Ценообразование на сырую нефть, конденсат и СУГ Группы прямо или косвенно зависит от цены на нефть марки Brent.

Выручка от продаж трем крупнейшим клиентам Группы составила 258,9 млн долл. США, 80,5 млн долл. США и 7,0 млн долл. США, соответственно (по сравнению с 200,6 млн долл. США, 102,8 млн долл. США и 30,9 млн долл. США за 2017 год).

В таблице ниже представлен состав выручки Группы по продуктам и объемам продаж, а также состав выручки от экспортных продаж и продаж на внутреннем рынке за отчетный период и за 2017 год.

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Нефть и газовый конденсат	267 815	261 069	6 746	2,6%
Газ и СУГ	122 112	144 464	(22 352)	(15,5)%
Итого выручка	389 927	405 533	(15 606)	(3,8)%
Объем продаж (бнэ)	10 773 266	13 813 060	(3 039 794)	(22,0)%
Средняя цена на нефть марки Brent (долл. США/барр.)	71,7	54,7		

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Выручка от экспортных продаж	296 034	262 767	33 267	12,7%
Выручка от продаж на внутреннем рынке	93 893	142 766	(48 873)	(34,2)%
Всего	389 927	405 533	(15 606)	(3,8)%

Себестоимость продаж

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Износ, истощение и амортизация	115 347	120 692	(5 345)	(4,4)%
Заработная плата и соответствующие налоги	11 677	12 481	(804)	(6,4)%
Ремонт, техническое обслуживание и прочие услуги	16 133	18 960	(2 827)	(14,9)%
Вознаграждение за управление	7 726	8 012	(286)	(3,6)%
Прочие услуги по транспортировке	6 116	8 335	(2 219)	(26,6)%
Сырье и материалы	5 253	6 333	(1 080)	(17,1)%
Затраты на капитальный ремонт скважин	2 767	4 159	(1 392)	(33,5)%
Экологический сбор	367	375	(8)	(2,1)%
Изменения запасов	134	296	(162)	(54,7)%
Прочее	743	445	298	67,0%
Всего	166 263	180 088	(13 825)	(7,7)%

Себестоимость реализации уменьшилась на 7,7% за отчетный период и составила 166,3 млн долл. США (по сравнению с 180,1 млн долл. США за 2017 год). Снижение себестоимости в основном вызвано снижением расходов на износ, истощение и амортизацию, ремонт, техническое обслуживание и прочие услуги, прочие услуги по транспортировке, сырье и материалы, а также затрат на капитальный ремонт скважин. Более подробная информация представлена ниже. В расчете на бнэ себестоимость продаж увеличилась на 19,6% за отчетный период и составила 15,43 долл. США (по сравнению с 13,04 долл. США в 2017 году). Себестоимость продаж за вычетом износа в расчете на бнэ увеличилась на 0,43 долл. США (или 9,9%) и составила 4,73 долл. США (по сравнению с 4,3 долл. США в 2017 году).

Расходы на износ, истощение и амортизацию незначительно снизились на 4,4% и составили 115,3 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению со 120,7 млн долл. США в 2017 году). Расчет амортизации выполнен производственным методом. Снижение расходов на амортизацию в 2018 году по сравнению с предыдущим периодом вызвано изменением соотношения добытых объемов и доказанных разработанных запасов и увеличением нефтегазовых активов на 131,5 млн долл. США в отчетном периоде.

В отчетном периоде расходы на ремонт и техническое обслуживание снизились на 14,9% и составили 16,1 млн долл. США (по сравнению с 19,0 млн долл. США в 2017 году), а расходы на сырье и материалы снизились на 17,1% до 5,3 млн долл. США (по сравнению с 6,3 млн долл. США в 2017 году). Указанные расходы включают в себя услуги по ремонту и техническому обслуживанию объектов, включая установки подготовки газа, а также связанные с ними запасные части и иные материалы. Сумма затрат колеблется в зависимости от сроков проведения плановых работ по техническому обслуживанию.

Расходы на прочие услуги по транспортировке снизились на 26,6% и составили 6,1 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 8,3 млн долл. США в 2017 году). Снижение вызвано успешной оптимизацией затрат, проводимой Группой в течение отчетного периода.

Общие и административные расходы

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Заработная плата и соответствующие налоги	3 595	5 990	(2 395)	(40,0)%
Вознаграждение за управление	2 992	4 025	(1 033)	(25,7)%
Износ и амортизация	1 651	1 950	(299)	(15,3)%
Страховые сборы	1 282	1 236	(40)	3,7%
Профессиональные услуги	1 155	1 628	(473)	29,1%
Услуги транспортных организаций	430	242	(188)	(77,7)%
Услуги связи	357	411	(54)	(13,1)%
Командировочные расходы	170	407	(237)	(58,2)%
Сырье и материалы	168	363	(195)	(53,7)%
Банковские комиссионные сборы	124	169	(45)	(26,6)%
Прочее	456	763	(307)	(40,2)%
Всего	12 380	17 184	(4,804)	(28,0)%

Общие и административные расходы снизились на 28,0% и составили 12,4 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 17,2 млн долл. США в 2017 году). Это главным образом обусловлено уменьшением фонда оплаты труда на 2,4 млн долл. США или 40% и сопутствующих налоговых услуг с 6,0 млн долл. США в 2017 году до 3,6 млн долл. США в 2018 году, что было частично связано с девальвацией тенге и оптимизацией затрат.

Расходы на реализацию и транспортировку

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Расходы на погрузку и хранение	18 881	26 940	(8 059)	(29,9)%
Транспортные расходы	15 017	20 160	(5 143)	(25,5)%
Маркетинговые услуги	12 077	15 158	(3 081)	(20,3)%
Заработная плата и соответствующие налоги	2 058	1 570	488	31,1%
Прочее	2 557	2 945	(388)	(13,2)%
Всего	50 590	66 773	(16 183)	(24,2)%

Расходы на реализацию и транспортировку снизились на 24,2% и составили 50,6 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 66,8 млн долл. США в 2017 году). Снижение в первую очередь вызвано сокращением объемов продаж, а также дальнейшим снижением расходов на транспортировку нефти в результате успешного присоединения к трубопроводу АО «КазТрансОйл».

Налоги, кроме налога на прибыль

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Роялти	15 155	15 724	(569)	(3,6)%
Вывозная таможенная пошлина	11 233	3 864	7 369	190,7%
Доля государства в прибыли	3 277	248	3 029	1221,4%
Прочие налоги	63	99	(36)	(36,4)%
Всего	29 728	19 935	9 793	49,1%

Платежи **роялти**, рассчитываемые для различных продуктов с учетом производственных и рыночных цен, снизились на 3,6% до 15,2 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 15,7 млн долл. США в 2017 году) в основном за счет соответствующего снижения объемов добычи.

Вывозная таможенная пошлина на нефть увеличилась на 190,7% и составила 11,2 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 3,9 млн долл. США в 2017 году). Это в значительной степени обусловлено относительным снижением объема экспортных продаж в странах СНГ по сравнению с 2017 годом, за которые не взимается экспортная пошлина.

Доля государства в прибыли увеличилась на 3,0 млн долл. США и составила 3,3 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 0,2 млн долл. США в 2017 году).

Убыток от обесценения

Учитывая снижение запасов, Группа провела стресс-тестирование модели обесценения с повышением чувствительности и признала неденежные убытки от обесценения нефтегазовых активов в размере 117,6 млн долл. США (по сравнению с нулевыми убытками в 2017 году).

Финансовые расходы

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря			
	2018	2017	Отклонение	Отклонение, %
Процентные расходы по займам	54 419	40 163	14 256	35,5%
Корректировка на дисконт по задолженности перед Правительством Казахстана	845	866	(21)	(2,4)%
Корректировка на дисконт по резервам на ликвидацию скважин и восстановление участков	399	225	(174)	77,3%
Корректировка на дисконт по социальным обязательствам	—	40	(40)	(100,0)%
Расходы по финансовой аренде	135	158	23	(14,6)%
Всего	54 419	40 163	14 346	34,6%

Финансовые расходы увеличились на 34,6% до 54,4 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 40,2 млн долл. США в 2017 году) во многом из-за повышения транзакционных затрат на рефинансирование облигаций и относительно высокой ставки капитализации процентов.

Прочее

В отчетном периоде **прочие расходы** увеличились до 46,2 млн долл. США (по сравнению с 12,2 млн долл. США в 2017 году). Такое значительное увеличение прочих расходов в основном объясняется единовременными расходами на управление ликвидностью в размере 40,6 млн долл. США в 2018 году, которые покрывают транзакционные издержки Nostrum Oil & Gas Finance BV в связи с выпуском облигаций 2018 и 2017 годов, которые были перевыставлены Группе в 2018 году.

Расходы по налогу на прибыль снизились на 27,3 млн долл. США и составили 20,7 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 48 млн долл. США в 2017 году). Снижение расходов по налогу на прибыль в основном обусловлено обесценением нефтегазовых активов в текущем периоде, влияние которого на отложенные налоговые обязательства было частично компенсировано девальвацией тенге по отношению к доллару США в отчетном периоде.

Ликвидность и капитал

В течение отчетного периода основными источниками средств Группы были денежные средства от операционной деятельности и суммы, заимствованные у Nostrum Oil & Gas B.V. Требования ликвидности в основном связаны с исполнением текущих обязательств по обслуживанию долга (по облигациям 2017 и 2018 года) и финансированием капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

В таблице ниже приводится отчет о движении денежных средств Группы за отчетный период и 2017 год:

в тыс. долл. США	За год, закончившийся 31 декабря	
	2018	2017
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	33 261	85 498
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	197 959	208 262
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(171 672)	(192 006)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(52 468)	(68 541)
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты	(21)	48
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	7 059	33 261

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

Чистые денежные потоки от операционной деятельности составили 198,0 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению со 208,3 млн долл. США в 2017 году), что связано со следующими показателями:

- Убыток до уплаты налога на прибыль в размере 83,8 млн долл. США в отчетном периоде (против 65,5 млн долл. США в 2017 году), скорректированный на сумму неденежных расходов на износ, истощение и амортизацию в размере 117,0 млн долл. США (против 122,6 млн долл. США в 2017 году), отчислений под обесценение в размере 117,6 млн долл. США (против нуля в 2017 году), финансовых расходов в размере 55,8 млн долл. США (против 41,5 млн долл. США в 2017 году).
- Уменьшение оборотного капитала на 4,5 млн долл. США (по сравнению с увеличением на 19,5 млн долл. США в 2017 году), в основном обусловленное снижением авансовых платежей и прочих оборотных активов на 7,2 млн долл. США (по сравнению со увеличением на 10,2 млн долл. США в 2017 году), снижением торговой кредиторской задолженности на 2,4 млн долл. США (по сравнению с 4,1 млн долл. США в 2017 году) и снижением прочих краткосрочных обязательств на 6,4 млн долл. США (по сравнению с увеличением на 0,4 млн долл. США в 2017 году).
- Выплаты по налогу на прибыль в размере 7,3 млн долл. США (против 13,4 млн долл. США в 2017 году).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности

Значительная часть денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, направлена на реализацию программы бурения и строительство третьей установки завода по подготовке газа.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности в отчетном периоде, составили 172,0 млн долл. США (по сравнению со 192,4 млн долл. США в 2017 году), что в первую очередь связано с расходами на бурение новых скважин в размере 87,5 млн долл. США в отчетном периоде (по сравнению с 57,5 млн долл. США в 2017 году), расходами на строительство третьей установки подготовки газа в размере 55,8 млн долл. США (по сравнению со 157,5 млн долл. США в 2017 году) и расходами по договорам о недропользовании на месторождениях Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское в размере 2,5 млн долл. США (по сравнению с 3,6 млн долл. США в 2017 году).

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности в отчетном периоде, составили 52,5 млн долл. США и в основном состояли из финансовых расходов по облигациям Группы и выплат по займам Nostrum Oil & Gas B.V. в размере 104,2 млн долл. США (по сравнению с 69,7 млн долл. США в 2017 году), частично компенсированных чистыми дополнительными кредитами от Nostrum Oil & Gas B.V. в размере 52,3 млн долл. США (против 2,5 млн долл. США в 2017 году).

Обязательства

Риск ликвидности Группы связан с потенциальными затруднениями в привлечении средств для исполнения финансовых обязательств. Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для исполнения обязательств по мере их возникновения.

В таблице ниже представлены сроки погашения финансовых обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2018 г., на основе недисконтированных платежей по договорам:

По состоянию на 31 декабря 2018 г.	По требованию	Менее 3 месяцев	3 — 12 месяцев	1 — 5 лет	Более 5 лет	Всего
Заемные средства	—	27 719	74 156	503 675	1 808 139	2 410 689
Торговая кредиторская задолженность	34 646	—	15 033	—	—	49 679
Прочие краткосрочные обязательства	18 228	—	—	—	—	18 228
Задолженность перед Правительством Казахстана	—	258	773	4 124	7 474	12 629
	52 874	24 977	86 962	507 799	1 815 613	2 491 225

Обязательства по капитальным затратам

В течение отчетного периода денежные средства Группы, направленные на финансирование капитальных затрат по приобретению основных средств (без учета НДС), составили около \$131,4 млн долл. США (по сравнению со 139,5 млн долл. США в 2017 году). Это в основном связано с финансированием строительства третьей установки завода по подготовке газа, расходами на бурение и другими проектами развития инфраструктуры месторождений.

Строительство завода по подготовке газа

После успешного выполнения первого этапа строительства завода по подготовке газа, в ходе которого были построены первая и вторая установки подготовки газа, Группа завершила механомонтажные работы на третьей установке в декабре 2018 года и планирует ввести ее в эксплуатацию в 2019 году. Строительство УПГ-3 необходимо для реализации стратегии Группы по увеличению эксплуатационной мощности и последующему увеличению добычи и переработки жидких углеводородов. На основании прогноза добычи доказанных и вероятных запасов, который содержится в отчете компании Ryder Scott за 2018 год, а также с учетом предполагаемого пуска завода по подготовке газа во второй половине 2019 года ожидается постепенный рост годового объема добычи Группы начиная с 2019 года. Расходы на завершение строительства УПГ-3 оцениваются в 34,6 млн долл. США.

Бурение

В отчетном периоде расходы на бурение составили 87,5 млн долл. США (по сравнению с 57,5 млн долл. США в 2017 году). Согласно прогнозам, после завершения строительства УПГ-3 расходы на бурение станут основным фактором инвестиционной деятельности Группы.

Краткий обзор за пять лет

В млн долл. США (если не указано иное)	2018	2017	2016	2015	2014
Сверка показателей ЕБИТДА					
(Убыток)/ прибыль до налогообложения	(83,8)	65,4	(52,1)	86,7	348,3
Возвращенные расходы					
Убыток от обесценения	117,6	—	—	—	—
Финансовые расходы	55,8	41,5	46,4	51,7	72,1
Чистый убыток от курсовых разниц	(0,8)	(0,4)	(0,2)	20,0	3,4
Убыток по производным финансовым инструментам	—	6,7	63,2	(37,1)	(60,3)
Процентные доходы	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,3)	(0,8)
Прочие расходы	46,2	12,2	(2,0)	30,5	50,3
Вывозная таможенная пошлина ²	—	—	—	(14,7)	(19,7)
Прочие доходы	(5,4)	(4,3)	(2,1)	(11,4)	(9,3)
Износ, истощение и амортизация	117,0	122,6	131,3	109,1	111,8
Поступления от производных финансовых инструментов ³	—	—	27,2	92,3	—
Убыток по производным финансовым инструментам ³	(8,6)	—	—	(92,0)	—
ЕБИТДА	246,3	243,4	211,3	234,8	495,8
Сверка операционных расходов					
Себестоимость продаж	166,3	180,1	184,5	187,7	222,6
За вычетом					
Износ, истощение и амортизация ⁴	(117,0)	(122,6)	(131,3)	(109,1)	(111,8)
Роялти ⁵	—	—	—	(14,4)	(24,3)
Доля государства в прибыли ⁵	—	—	—	(1,9)	(4,6)
Операционные расходы	49,3	57,5	53,2	62,4	81,9
Сверка чистого долга					
Долгосрочная задолженность	1 070,7	1 012,9	1 003,9	996,7	1 035,1
Текущая часть долгосрочной задолженности	4,6	15,2	15,5	15,4	15,0
За вычетом					
Денежные средства и их эквиваленты	7,1	33,3	85,5	134,9	361,4
Чистый долг	1 068,2	994,8	933,9	877,2	688,7
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности	198,0	208,3	222,3	179,1	375,4
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности ⁽⁶⁾	(171,7)	(192,0)	(199,8)	(242,8)	(310,2)
Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности	(52,5)	(68,5)	(72,2)	(161,1)	127,2
Рентабельность по ЕБИТДА (%) ⁷	63,2%	60,0%	60,7%	52,3%	63,4%
Соотношение собственный капитал / активы, %	24,2%	28,3%	28,8%	31,0%	36,2%

- Расходы на реорганизацию представляют собой расходы, связанные с назначением Nostrum новой холдинговой компанией Группы и реорганизацией, прошедшей в июне 2014 года.
- В 2016, 2017 и 2018 годах вывозная таможенная пошлина отражалась в составе прибыли / (убытка) до налогообложения («налоги, кроме налога на прибыль»). В 2014 и в 2015 годах вывозная таможенная пошлина была отражена в составе «Прочих расходов», поэтому она была скорректирована для учета в соответствующем показателе ЕБИТДА.
- Денежные средства от контракта хеджирования представляют собой поступления по долгосрочному контракту хеджирования и учитываются в составе операционных денежных потоков в соответствии с МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств». Несмотря на то, что эти данные не должны быть обязательно включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках, мы отражаем их в показателях ЕБИТ и ЕБИТДА, чтобы соотнести показатели, не включенные в национальные стандарты бухгалтерского учета, с денежными потоками от операционной деятельности.
- Износ применим исключительно к операционным активам.
- До 2016 года роялти и доля государства в прибыли учитывались в составе себестоимости продаж.
- Термин МСФО, основывается на косвенном методе расчета денежных потоков.
- Рентабельность по ЕБИТДА рассчитывается путем деления показателя ЕБИТДА на показатель общей выручки.

Альтернативные показатели оценки деятельности

После обсуждения в отчет об операционных результатах были включены альтернативные показатели оценки деятельности, содержащие дополнительную финансовую информацию, которая на регулярной основе анализируется руководством для оценки финансовых результатов или финансового положения Группы. Данная информация позволяет инвесторам и заинтересованным лицам получить дополнительное представление об эффективности деятельности Группы и ее положении на рынке. При этом необходимо отметить, что разные компании — в том числе компании, работающие в той же отрасли, что и Группа — определяют такую дополнительную информацию по-разному. Соответственно, сопоставить их со схожими показателями и опубликованными данными других компаний не

всегда возможно. Некоторые представленные данные выводятся из показателей, рассчитанных в соответствии с МСФО, но сами в стандартах не закреплены. Их не следует рассматривать изолированно или в качестве альтернативы соответствующим показателям МСФО.

ЕВITDA

Показатель EBITDA отражает результаты операционной деятельности до вычета износа и амортизации, выплат, основанных на акциях, прибыли или убытка от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов, убытков от курсовых разниц, финансовых расходов, финансовых доходов, доходов /расходов от непрофильных активов, налоговых выплат, и включает в себя любые денежные средства, полученные или выплаченные по операциям хеджирования. Данная метрика имеет важное значение, поскольку она позволяет руководству оценить операционные показатели Группы без учета исключительных и неденежных статей.

Операционные расходы

Операционные расходы включают в себя себестоимость продаж за вычетом износа, роялти и доли государства в прибыли⁵. Данная метрика имеет важное значение, поскольку она позволяет руководству оценить расходы Группы на основе кассового метода учета.

Структура и принципы корпоративного управления

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.

Политика Группы

С 1 января 2017 года на Nostrum распространяются положения Кодекса корпоративного управления Великобритании от апреля 2016 года (Кодекс 2016 года). Кодекс 2016 года находится в открытом доступе на сайте Совета по финансовой отчетности Великобритании (www.frc.co.uk).

Политика

После вступления в силу Положения о предотвращении злоупотреблений на рынке (MAR) в июле 2016 года, Nostrum обновила код операций с акциями, применяемый к директорам, высшему руководству и другим соответствующим сотрудникам Группы, а также Положение об инсайдерской информации, которое распространяется на все компании Группы и их сотрудников. Nostrum также внедрила новую политику зондирования рынка с учетом новых правил зондирования рынка, предусмотренных Положением о предотвращении злоупотреблений на рынке. Политика зондирования рынка распространяется на любого сотрудника Компании, уполномоченного Председателем проводить зондирование рынка от лица Nostrum.

В 2016 году Nostrum также обновила Кодекс корпоративного поведения Группы, включив в него положения относительно рабства и торговли людьми, соответствующие требованиям Закона о предотвращении современных форм рабства от 2015 года. Дополнительная информация о мерах, предпринятых Nostrum для предотвращения рабства или торговли людьми в цепочках поставок Компании, представлена в заявлении о предотвращении рабства и торговли людьми, которое доступно на сайте Компании по адресу: www.nog.co.uk.

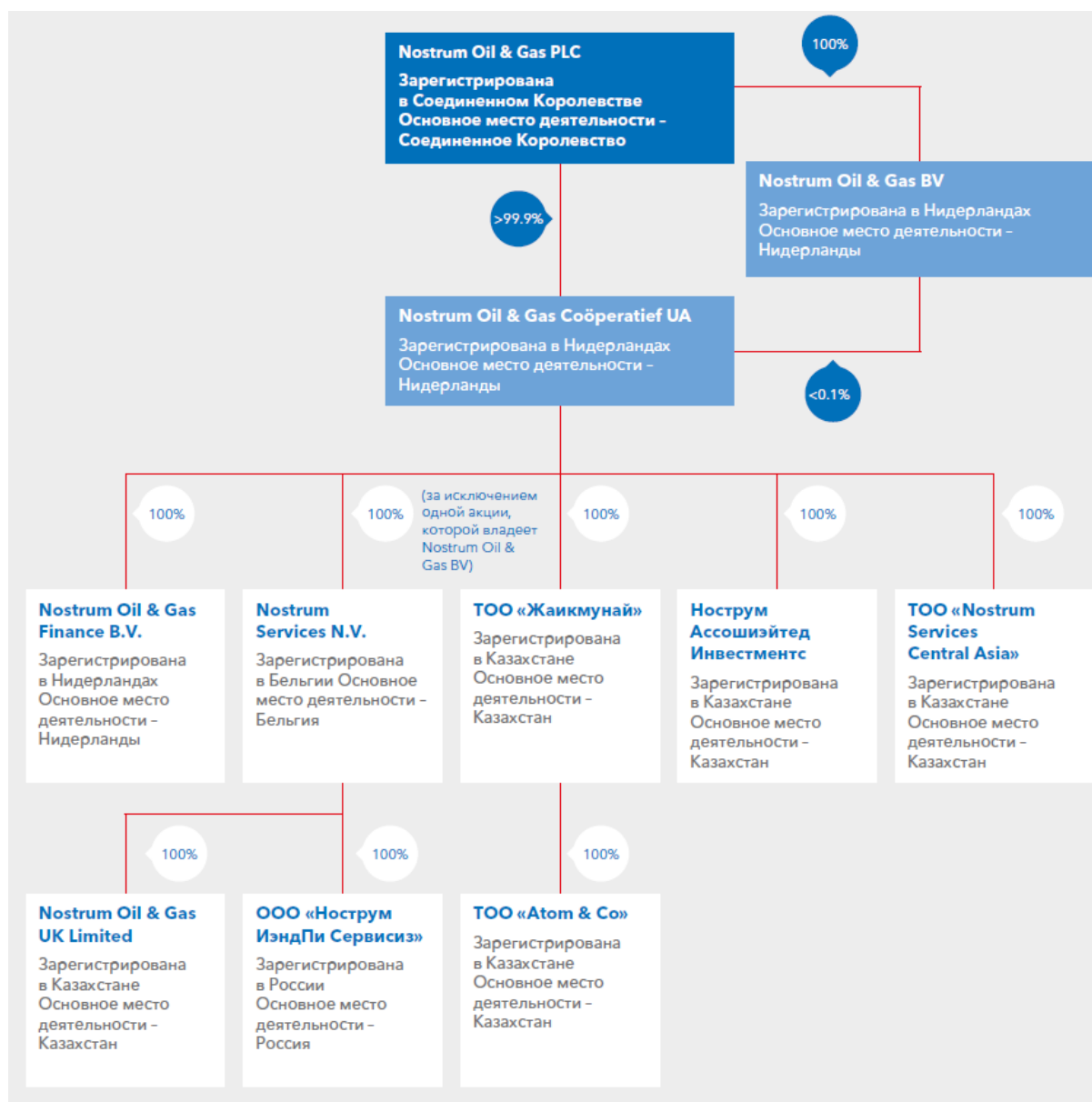
Риск взяточничества и коррупции в нефтегазовой индустрии достаточно высок, поэтому в Nostrum реализуется политика противодействия коррупции и взяточничеству, правила которой применяются ко всем сотрудникам Группы и подрядчикам. В рамках реализации политики выполняется ежегодная оценка рисков взяточничества 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 компании, категорически запрещается осуществлять акты взяточничества или коррупции в любых формах.

В целях обеспечения выполнения требований в отношении связанных сторон, изложенных в главе 11 Правил листинга, Группа внедрила политику сделок со связанными сторонами, которая применяется в случаях, когда компания Группы участвует в сделке с директорами Группы или крупными акционерами и/или их

партнерами. Политика устанавливает обязательные процедуры для компаний Группы при заключении сделок со связанными сторонами. Цель политики — предотвратить случаи злоупотребления положением связанными сторонами при совершении сделок с Группой.

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

Структура Группы



Долями в ТОО «Жаикмунай» владеет компания Nostrum Cooperatief Oil & Gas U.A. (“Coop”) (100,00%). В 2018 году вклад Atom & Co LLP в консолидированные КПЭ и консолидированные результаты ТОО «Жаикмунай» был незначительным.

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 января 1966 года
- Гражданство: Казахстан
- Занимаемые должности (в хронологическом порядке), сферы деятельности:
- С 1 марта 2008 года является Административным директором ТОО «Жаикмунай», с 14 ноября 2016 года — 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 70 168 000 тенге (включает базовое вознаграждение). Премии по итогам работы за 2018 год не выплачивались.

Распределение прибыли среди участников

ТОО «Жаикмунай» является дочерней компанией Группы и ее основной операционной дочерней компанией. Периодически Компания осуществляет распределение прибыли среди ее участников, контролируя при этом, чтобы ее финансовое положение оставалось стабильным. Совет директоров нашей материнской компании Nostrum ежегодно пересматривает дивидендную политику.

Распределение прибыли среди участников ТОО «Жаикмунай» за последние три года (в 2016, 2017 и 2018 годах) не осуществлялось.

Финансовая отчетность и аудиторский отчет

ТОО «Жаикмунай»

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ
ОТЧЁТНОСТЬ**

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении	1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе.....	2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств	3
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале	5
Примечания к консолидированной финансовой отчётности	6
1. Общая информация	6
2. Основа подготовки и консолидации.....	7
3. Изменения в учетной политике и раскрытиях	8
4. Существенные положения учетной политики	12
5. Активы, связанные с разведкой и оценкой.....	21
6. Основные средства	22
7. Авансы, выданные за долгосрочные активы	25
8. Товарно-материальные запасы	25
9. Предоплата и прочие краткосрочные активы.....	25
10. Торговая дебиторская задолженность	26
11. Денежные средства и их эквиваленты	26
12. Капитал товарищества	26
13. Займы.....	27
14. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	28
15. Задолженность перед Правительством Казахстана.....	29
16. Торговая кредиторская задолженность.....	29
17. Прочие краткосрочные обязательства.....	30
18. Выручка.....	30
19. Себестоимость реализации	30
20. Общие и административные расходы	31
21. Расходы на реализацию и транспортировку.....	31
22. Затраты по финансированию	31
23. Налоги кроме подоходного налога.....	31
24. Прочие расходы	32
25. Корпоративный подоходный налог	32
26. Сделки со связанными сторонами.....	33
27. Финансовые и условные обязательства и операционные риски.....	35
28. Цели политика управления финансовыми рисками	37

Аудиторский отчет независимого аудитора

Совету директоров и Участнику ТОО «Жаикмунай»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности ТОО «Жаикмунай» и ее дочерней организации («Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 г., консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2018 г., а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «*Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности*» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «*Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности*» нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита

Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита

Оценка запасов нефти и газа и ее влияние на результаты тестирования на предмет обесценения, износ, истощение и амортизацию («ИИА»), и обязательства по выводу активов из эксплуатации

Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов является субъективной и имеет существенное влияние на консолидированную финансовую отчетность посредством влияния на результаты тестирования на предмет обесценения, расчеты ИИА и расчет обязательства по выводу активов из эксплуатации.

Оценка запасов нефти и газа является областью существенного суждения в связи с тем, что подразумевает техническую неопределенность в процессе подсчета запасов. Запасы и ресурсы также являются существенным показателем будущей деятельности Группы.

Руководство привлекло внутренних специалистов Группы, а также внешнего специалиста для содействия внутренним специалистам при оценке запасов.

Раскрытия Группы о запасах нефти и газа, результатах тестирования на предмет обесценения и обязательстве по выводу активов из эксплуатации приведены в Примечаниях 4, 6 и 14 к консолидированной финансовой отчетности.

Мы оценили допущения, использованные руководством, включая коммерческие допущения, в частности мы:

- получили понимание внутреннего процесса Группы и ключевых контролей, связанных с процессом оценки запасов нефти и газа;
- провели обсуждения с внешними специалистами, которые были привлечены Группой, на этапе планирования и выполнения аудита и оценили их компетентность и объективность, запросив информацию о квалификации, практическом опыте и независимости. Мы также оценили компетентность внутренних специалистов руководства. Мы провели анализ оценки запасов и прочих вводных данных, подготовленных внутренними специалистами и использованных внешним инженером. Мы оценили полноту данных, передаваемых внешнему специалисту;
- провели анализ коммерческих допущений руководства путем сравнения с общедоступными сравнительными показателями, а также с фактическими данными и данными предшествующего года. Мы сравнили внутренние допущения руководства с актуальными планами и бюджетами; мы также проанализировали возможность

руководства выполнить такие планы, сравнивая их с планами прошлых периодов и их соответствующим выполнением;

- сравнили обновленные оценки запасов с входящими данными в расчетах Группы в отношении анализа на обесценение, ИИА и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Обесценение лицензий на разведку, активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов

Указанный вопрос был одним из наиболее значимых для аудита ввиду существенности балансовой стоимости оцениваемых активов, текущих экономических условий и суждений, используемых при оценке возмещаемой стоимости единицы, генерирующей денежные потоки («ЕГДП»), в частности, в отношении краткосрочных и долгосрочных допущений по будущим ценам, ставки дисконтирования, применяемой к прогнозам будущих денежных потоков, и допущений по объемам добычи.

Группа использует модель дисконтированных денежных потоков для целей определения стоимости от использования своей ЕГДП, основываясь на следующих существенных допущениях:

- будущие цены на нефть, природный газ и сопутствующие продукты;
- операционные и капитальные затраты;
- уровень инфляции и валютного курса;
- уровень добычи, основанный на оценке запасов нефти и газа; и
- ставка дисконтирования, примененная к прогнозным денежным потокам.

Анализ обесценения проводится руководством с привлечением внутренних специалистов по оценке.

Информация о существенных положениях учетной политики приведена в Примечании 4 к консолидированной финансовой

В отношении лицензий на разведку мы проанализировали оценку руководством обстоятельств, указывающих на то, что активы могут быть обесценены. Мы:

- оценили права Группы на разведку на соответствующем участке разведочных работ, включая получение и анализ сопроводительной документации, в том числе, лицензионных соглашений, подписанных дополнительных соглашений и переписку с соответствующими государственными органами;
- обсудили с руководством намерения касательно проведения разведочной и оценочной деятельности на соответствующем участке разведочных работ и оценили эти ответы путем анализа допущений, использованных в модели прогнозирования денежных потоков;
- оценили возможность Группы финансировать какие-либо будущие разведочные и оценочные работы;
- оценили компетентность специалистов руководства;
- сравнили оценку коммерческой рентабельности разведочных месторождений, в особенности объем требуемых капитальных затрат, с моделями прогнозирования денежных потоков.

При оценке теста на обесценение в отношении активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов мы привлекли

отчетности, информация об активах по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активах раскрыта в Примечаниях 5 и 6.

наших специалистов по оценке и проанализировали проведенную руководством оценку обесценения путем анализа ключевых допущений. Мы:

- проанализировали ключевые контроли, разработанные Группой для оценки балансовой стоимости активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов;
- оценили модели с помощью наших специалистов по оценке;
- оценили допущения в отношении цен и ставки дисконтирования путем сравнения прогнозных допущений по цене на нефть с последними доступными рыночными данными, в том числе форвардными кривыми, оценками брокеров и другими долгосрочными прогнозами цен, а также сопоставительного анализа ставки дисконтирования с рисками, с которыми сталкивается Группа;
- оценили прогнозные денежные потоки путем сравнения допущений, используемых в моделях обесценения, с утвержденными бюджетами, бизнес-планами и иными свидетельствами будущих намерений. Мы оценили бюджеты и прогнозы руководства за прошлые периоды, сравнив их с фактическими результатами деятельности;
- сравнили допущения уровня инфляции и валютного курса с данными внешнего рынка;
- проанализировали чувствительность теста на обесценение активов по разработке месторождений нефти и газа и основных производственных активов для оценки потенциального эффекта различных обоснованно возможных результатов;
- оценили раскрытия в консолидированной финансовой отчетности на соответствие требованиям МСФО.

Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2018 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2018 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2018 год, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

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

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Совета директоров Участника за консолидированную финансовую отчетность

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

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группы, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Совет директоров Участника несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

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

- ▶ выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- ▶ получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- ▶ оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;
- ▶ делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- ▶ проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.
- ▶ получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Советом директоров Участника, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.


Мы также предоставляем Совету директоров Участника заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Совета директоров Участника, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Пол Кон.

ТОО «Эрнст энд Янг»

Пол Кон
Партнёр по аудиту


Кайрат Медетбаев
Аудитор




Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»



Квалификационное свидетельство
аудитора №МФ-0000137 от 8 февраля
2013 года

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан: серия МФЮ-2,
№ 0000003, выданная Министерством
финансов Республики Казахстан от 15 июля
2005 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

26 марта 2019 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Активы			
Долгосрочные активы			
Активы, связанные с разведкой и оценкой	5	50.241	47.828
Основные средства	6	1.926.262	1.943.986
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	7.021	6.663
Авансы, выданные за долгосрочные активы	7	13.152	14.598
		1.996.676	2.013.075
Текущие активы			
Товарно-материальные запасы	8	29.584	29.746
Торговая дебиторская задолженность	10	35.732	34.520
Предоплата и прочие краткосрочные активы	9	19.225	25.969
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		–	3.376
Денежные средства и их эквиваленты	11	7.059	33.261
		91.600	126.872
Итого активы		2.088.276	2.139.947
Капитал и обязательства			
Капитал Товарищества и резервы			
Капитал Товарищества	12	4.112	4.112
Прочие резервы		32.586	32.586
Нераспределённая прибыль		468.579	568.236
		505.277	604.934
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	13	1.070.736	1.012.913
Долгосрочная часть финансовой гарантии	13	4.111	3.616
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка	14	21.894	23.590
Задолженность перед Правительством Казахстана	15	5.280	5.466
Обязательство по отсроченному налогу	25	395.224	381.590
		1.497.245	1.427.175
Текущие обязательства			
Текущая часть долгосрочных займов	13	4.627	15.173
Текущая часть финансовой гарантии	13	1.594	1.212
Торговая кредиторская задолженность	16	49.679	57.524
Авансы полученные		394	1.279
Подоходный налог к уплате		484	–
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	15	1.031	1.031
Прочие краткосрочные обязательства	17	27.945	31.619
		85.754	107.838
Итого капитал и обязательства		2.088.276	2.139.947

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Жомарт Даркеев
Ольга Шошинова



Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	2018 год	2017 год
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт		296.034	262.767
Выручка от продаж на внутреннем рынке		93.893	142.766
	18	389.927	405.533
Себестоимость реализации	19	(166.263)	(180.088)
Валовая прибыль		223.664	225.445
Общие и административные расходы	20	(12.380)	(17.184)
Расходы на реализацию и транспортировку	21	(50.590)	(66.773)
Затраты по финансированию	22	(55.798)	(41.452)
Налоги кроме подоходного налога	23	(29.728)	(19.935)
Убыток от обесценения	4,6	(117.575)	—
Чистый убыток от курсовой разницы, нетто		(784)	(369)
Убыток по производным финансовым инструментам		—	(6.658)
Процентные доходы		253	277
Прочие доходы		5.357	4.298
Прочие расходы	24	(46.203)	(12.213)
(Убыток)/прибыль до налогообложения		83.784	65.436
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу		(10.156)	(11.998)
Расходы по отсроченному подоходному налогу		(10.565)	(35.988)
Расходы по корпоративному подоходному налогу	25	(20.721)	(47.986)
(Убыток) / прибыль за год		(104.505)	17.450
Прочий совокупный доход за год		—	—
Итого совокупный (убыток) / доход за год		(104.505)	17.450

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»

Ольга Шошинова

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

В тысячах долларов США	Прим.	2018 год	2017 год
<i>Денежные потоки от операционной деятельности:</i>			
(Убыток)/прибыль до налогообложения		(83.784)	65.436
<i>Корректировки на:</i>			
Износ, истощение и амортизацию	19,20	116.998	122.642
Убыток от обесценения	4,6	117.575	–
Затраты по финансированию	22	55.798	41.452
Процентные доходы		(253)	(277)
Чистые курсовые разницы по инвестиционной и финансовой деятельности		311	(873)
Убыток от выбытия основных средств		1.510	1.285
Прочий доход		(1.180)	(349)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	6.658
Резервы о сомнительной задолженности		85	1.756
Начисленные обязательства		2.691	3.458
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		209.751	241.188
<i>Изменения в оборотном капитале</i>			
Изменения в товарно-материальных запасах		164	1.561
Изменения в торговой дебиторской задолженности		(1.212)	(5.468)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		7.203	(10.159)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		(2.351)	(4.082)
Изменения в авансах полученных		(885)	(531)
Изменения в обязательстве перед Правительством Казахстана		(1.031)	(1.289)
Изменения в прочих текущих обязательствах		(6.365)	420
Поступление денежных средств от операционной деятельности		205.274	221.640
Уплаченный корпоративный подоходный налог		(7.315)	(13.378)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		197.959	208.262
<i>Денежные потоки от инвестиционной деятельности:</i>			
Проценты полученные		253	277
Приобретение основных средств		(167.733)	(188.801)
Приобретение активов, связанных с разведкой и оценкой		(2.517)	(3.482)
Приобретение дочерних компаний		(1.675)	–
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(171.672)	(192.006)
<i>Денежные потоки от финансовой деятельности:</i>			
Уплаченные затраты по финансированию	13	(104.223)	(69.682)
Уплаченные обязательства по финансовому лизингу	13	(237)	(676)
Погашение займов	13	(8.000)	(7.500)
Перевод в денежные средства, ограниченные в использовании	11	(358)	(683)
Поступления по займам	13	60.350	10.000
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности		(52.468)	(68.541)

Учетная политика и пояснительные примечания на страницах 6–40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(21)	48
Чистое уменьшение денежных средств и их эквивалентов		(26.202)	(52.237)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		33.261	85.498
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	11	7.059	33.261

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»



Жомарт Даркеев

Ольга Шошинова

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

<i>В тысячах долларов США</i>	Прим.	Капитал	Прочие резервы	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2017 года	3	4.112	32.586	555.963	592.661
Прибыль за год		–	–	17.450	17.450
Итого совокупный доход за год		–	–	17.450	17.450
Выпуск финансовой гарантии	13	–	–	(5.177)	(5.177)
На 31 декабря 2017 года	3	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	13	–	–	(2.057)	(2.057)
На 31 декабря 2018 года		4.112	32.586	468.579	505.277

Генеральный директор ТОО «Жаикмунай»

Главный бухгалтер ТОО «Жаикмунай»



J. Dalkov

Жомарт Даркеев

O. Shoshina

Ольга Шошинова

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года

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 бездействующих 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 для основных целей получения контроля над административным офисом в Уральске, который находился в финансовой аренде у предприятия (*Примечание 27*). Товарищество и его дочерняя компания далее по тексту упоминается как «Группа».

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 Товарищества: Республика Казахстан, г. Уральск, ул. А. Карева, 43/1.

Данная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Товарищества 26 марта 2019 года.

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

Срок действия лицензии

Товарищество 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 Товариществом на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года Товарищество заключило 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 Товарищество получило 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 по Бобришовской залежи был дополнительно продлен до 26 мая 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. В дальнейшем период разведки был продлён до 8 февраля 2019 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 продлён 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

Товарищество 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

Товарищество 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 И КОНСОЛИДАЦИИ

Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчётность за год, закончившийся 31 декабря 2018 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 консолидированной 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*.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Товарищества и его дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2018 г. Контроль осуществляется в том случае, если Группа подвергается рискам изменения доходов от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение таких доходов, а также возможность влиять на эти доходы через осуществление своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т. е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы подверженности риску изменения доходов от участия в объекте инвестиций, или прав на получение таких доходов;
- наличие у Группы возможности использовать свои полномочия для влияния на величину доходов.

Как правило, предполагается, что большинство прав голоса обуславливает наличие контроля. Для подтверждения такого допущения и при наличии у Группы менее большинства прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение(я) с другими держателями прав голоса в объекте инвестиций;
- права, предусмотренные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, имеющиеся у Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированную финансовую отчетность с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

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 исключением принятых на 1 января 2018 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 отчётности Товарищества, описаны ниже:

МСФО 9 Финансовые инструменты, принятые с 1 января 2018 года

МСФО 9 «Финансовые инструменты» заменяет МСФО (IFRS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года или после этой даты, объединяя все три аспекта учета финансовых инструментов: классификацию и оценку, обесценение, а также учет хеджирования.

Группа применила МСФО 9 ретроспективно, с начальной датой применения 1 января 2018 года. Однако, в соответствии с МСФО 9, Группа решила не пересматривать сравнительную информацию за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, для финансовых инструментов в рамках МСФО 9. Таким образом, сравнительная информация за 2017 год представлена в соответствии с МСФО (IAS) 39 и не сопоставима с информацией, представленной за 2018 год. Различия, возникающие в результате применения МСФО 9, были непосредственно признаны в нераспределенной прибыли по состоянию на 1 января 2018 года.

Сверка балансовой стоимости согласно МСФО (IFRS) 39 с данными по балансовой стоимости согласно МСФО 9 на 1 января 2018 года, представлена ниже:

	Ранее опубликовано	Переоценка	Пересчитано
Основные средства	1.943.986	2.362	1.946.348
Итого долгосрочные активы	2.013.075	2.362	2.015.437
Итого активы	2.139.947	2.362	2.142.309
Нераспределённая прибыль	568.236	6.905	575.141
Итого капитал	604.934	6.905	611.839
Долгосрочные займы	1.012.913	(7.612)	1.005.301
Обязательства по отложенному налогу	381.590	3.069	384.659
Итого долгосрочные обязательства	1.427.175	(4.543)	1.422.632
Итого капитал и обязательства	2.139.947	2.362	2.142.309

(а) Классификация и оценка

Требования МСФО (IFRS) 9 к классификации и оценке не оказали существенного влияния на финансовые активы Группы. Торговая дебиторская задолженность удерживается для сбора договорных денежных потоков и, как ожидается, приведет к возникновению денежных потоков, представляющих собой исключительно выплаты основной суммы и процентов, если это применимо. Следовательно, Группа продолжало оценивать их по амортизированной стоимости.

Классификация и оценка финансовых обязательств Группы практически не изменились при применении МСФО (IFRS) 9, за исключением долгосрочных займов, учитываемых по амортизированной стоимости.

Согласно МСФО 9, когда финансовое обязательство, оцениваемое по амортизированной стоимости, подлежит модификации без прекращения признания, прибыль или убыток должны признаваться как прибыль или убытки, тогда как в соответствии с МСФО 39, требование признавать разницу через прибыль или убыток при модификации обязательства,

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

отсутствовало. Прибыль или убыток рассчитывается как разница между первоначальными договорными денежными потоками и модифицированными денежными потоками, дисконтированными по первоначальной эффективной процентной ставке. Понесенные организационные затраты и издержки амортизируются в течение оставшегося срока актива.

В ноябре 2011 года Облигации 2010 года были частично рефинансированы путем выпуска Облигаций 2012 года, для которых изменение не было сочтено существенным в соответствии с МСФО (IAS) 39. В результате, изменение договорных денежных потоков по Облигациям 2010 года было амортизировано в течение нового срока Облигаций 2012 года, а не учтено через прибыль или убыток в соответствии с МСФО (IFRS) 9, рефинансирование представляет собой модификацию задолженности, в которой разница в денежных потоках по договору должна признаваться непосредственно в составе прибыли или убытка. Денежные потоки были пересмотрены, и 1 января 2018 года, после принятия МСФО (IFRS) 9, была произведена корректировка на 6.905 тысяч долларов США за счет нераспределенной прибыли, основных средств (2.362 тысячи долларов США), отложенных налоговых обязательств (3.069 тысяч долларов США) и через амортизируемую стоимость Облигаций 2012 года (7.612 тысяч долларов США).

Корректировка суммы организационных расходов и комиссий привела к изменению эффективной процентной ставки по Облигациям с каждой даты рефинансирования. Таким образом, процентная ставка капитализации расходов по финансированию была пересмотрена, и соответствующие корректировки были внесены в балансовую стоимость основных средств и отложенных налогов на 1 января 2018 года.

(б) Обесценение

МСФО (IFRS) 9 требует, чтобы Группа отражала ожидаемые кредитные убытки по всем своим долговым ценным бумагам, займам и торговой дебиторской задолженности либо на 12-месячной основе, либо на весь срок действия финансового инструмента. Группа применяет упрощенный подход и признает ожидаемые убытки за весь срок действия торговой дебиторской задолженности. Данное требование стандарта не оказало существенного влияния на капитал Группы в связи с краткосрочным характером и высоким качеством его торговой дебиторской задолженности, а также ожиданием низких убытков от обесценения торговой дебиторской задолженности на основе исторических данных.

(в) Учет хеджирования

Требования учета хеджирования согласно МСФО (IFRS) 9 были упрощены. В соответствии с МСФО (IFRS) 9, все существующие отношения хеджирования будут квалифицироваться как продолжающиеся отношения. МСФО (IFRS) 9 также вводит новый способ учета изменений справедливой стоимости некоторых инструментов хеджирования, вызванных изменениями в их временной стоимости. В то время как данные изменения признавались напрямую через прибыль или убыток в соответствии с МСФО (IAS) 39, согласно МСФО (IFRS) 9, данные изменения первоначально признаются в части капитала в размере относительно хеджируемого объекта. МСФО (IFRS) 9 не оказал влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО (IFRS) 15 был выпущен в мае 2014 (внесены изменения в апреле 2016 года) и предусматривает модель, включающую пять этапов, которая будет применяться в отношении выручки по договорам с покупателями. Согласно МСФО (IFRS) 15 выручка признается в сумме, отражающей возмещение, право на которое организация ожидает получить в обмен на передачу товаров или услуг покупателю.

МСФО (IFRS) 15 требует, чтобы организации применяли суждение, принимая во внимание все соответствующие факты и обстоятельства при применении каждого этапа модели к договорам со своими клиентами. Стандарт также определяет учет дополнительных затрат на получение контракта и затрат, непосредственно связанных с выполнением контракта. Кроме того, стандарт требует соответствующих раскрытий.

Принятие Группой МСФО (IFRS) 15 с 1 января 2018 года, не привело к изменениям существующей учетной практики и не оказало существенного влияния на учет или раскрытие информации Группой, и поэтому корректировка баланса не производилась.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

(а) Реализация продукции

Выручка Группы обусловлена продажей сырой нефти, газового конденсата и СУГ. Продукция реализуется на основании отдельно идентифицируемых контрактов с покупателями. По контрактам по реализации продукции, которые как правило, включают единственное обязательство к исполнению, применение МСФО (IFRS) 15 не оказало значительного влияния на выручку и финансовые результаты Группы.

(б) Переменное возмещение

МСФО (IFRS) 15 ограничивает признание переменного возмещения для предотвращения чрезмерного признания выручки.

Группа признает доходы от продажи товаров, оцениваемых по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения, за вычетом возвратов и уценок, торговых скидок и скидок по объему. Исторически сложилось так, что товары, проданные Группой, не возвращались покупателями, и в контрактах не было существенных скидок. Поэтому применение МСФО (IFRS) 15, не привело к признанию выручки, отличной от суммы, признаваемой в соответствии с действующим МСФО.

(в) Авансы, полученные от покупателей

В соответствии с МСФО (IFRS) 15 Группа должна определить, есть ли в его контрактах значительный компонент финансирования. Группа решила использовать упрощение, предусмотренное в МСФО 15, и не будет корректировать обещанную сумму возмещения с учетом влияния значительного компонента финансирования, если в момент заключения договора Группа ожидает, что период между передачей Группой обещанного товара или услуги покупателю и оплатой покупателем такого товара или услуги составит не более одного года. Поэтому для краткосрочных авансов Группа не будет учитывать компонент финансирования. Группа получает только краткосрочные авансы от своих покупателей. Однако возможно получение Группой от покупателей долгосрочных авансов в будущем. Таким образом, тщательный мониторинг авансов покупателей будет сделан для выявления любого значительного компонента финансирования.

Интерпретация IFRIC 22 Операции с иностранной валютой и предварительные условия

Интерпретация разъясняет, что при определении текущего обменного курса для использования при первоначальном признании соответствующего актива, расхода или дохода (или его части) при прекращении признания неденежного актива или немонетарного обязательства, связанного с авансовым возмещением, дата совершения операции - это дата, на которую организация первоначально признает неденежный актив или неденежное обязательство, возникающее в результате авансового возмещения. Если имеется несколько платежей или поступлений заранее, то организация должна определить дату транзакций для каждого платежа или получения авансового возмещения. Поскольку нынешняя практика Группы соответствует этим изменениям, данная интерпретация не оказывает влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Стандарты которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Стандарты и толкования, 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) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 был выпущен в январе 2016 года и заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», КИМСФО 4 «Определение наличия в договоре аренды», «SIC-15 Стимулы операционной аренды» и «SIC-27 Оценка сущности сделок, связанных с юридической формой аренды». МСФО (IFRS) 16 устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия договоров аренды и требует, чтобы арендаторы учитывали все договоры аренды по единой балансовой модели, аналогичной учету финансовой аренды в соответствии с МСФО (IAS) 17. Стандарт включает два исключения в отношении признания. Для арендаторов - аренда активов с низкой стоимостью (например, персональных компьютеров) и краткосрочная аренда (т.е. аренда со сроком аренды 12 месяцев или менее). На дату начала аренды арендатор признает обязательство по внесению арендных платежей (т. е. обязательство по аренде) и актив, представляющий право использовать базовый актив в течение срока аренды (т. е. актив с правом пользования). Арендаторы должны будут отдельно отражать процентные расходы по обязательству по аренде и амортизационные отчисления по активу в форме права пользования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Арендаторы также будут обязаны переоценивать обязательства по аренде при наступлении определенных событий (например, изменение срока аренды, изменение будущих арендных платежей в результате изменения индекса или ставки, используемой для определения этих платежей). Арендатор, как правило, признает сумму переоценки арендного обязательства в качестве корректировки актива с правом пользования.

Бухгалтерский учет арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16, практически не отличается от сегодняшнего учета в соответствии с МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать все виды аренды с использованием того же принципа классификации, что и в МСФО (IAS) 17 и различать два вида аренды: операционная и финансовая аренда. МСФО (IFRS) 16, который вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, требует, чтобы арендаторы и арендодатели раскрывали более подробную информацию, чем в соответствии с МСФО (IAS) 17.

Переход на МСФО 16

Группа выбрала применение модифицированного ретроспективного подхода, который не требует сравнительных данных. При таком подходе обязательства по аренде будут основываться на будущих арендных платежах, определенных в стандарте, на основе срока аренды и, как правило, с учетом ставки дисконтирования на дату перехода.

Группа решила воспользоваться исключениями, предложенными в стандарте, по договорам аренды, которые истекают в течение 12 месяцев с даты первоначального применения, и договорам аренды активов с низкой стоимостью.

Таким образом, Группа рассчитала, что первоначальное применение МСФО 16 приведет к увеличению баланса основных средств и финансовых обязательств на 33.747 тысяч долларов США по состоянию на 1 января 2019 года. При этом, обязательства по аренде будут оцениваться как сумма оставшихся будущих арендных платежей, дисконтированных с использованием дополнительной ставки заимствования по состоянию на 1 января 2019 года.

Если бы был применен полный ретроспективный подход, влияние МСФО 16 на консолидированную отчетность о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 года, было бы следующим:

<i>В тысячах долларов США</i>	1 января 2019 года
Основные средства (актив в форме права пользования)	33.747
Итого долгосрочные активы	33.747
Итого активы	33.747
Обязательства по аренде, долгосрочная часть	17.207
Итого долгосрочные обязательства	17.207
Обязательства по аренде, текущая часть	16.540
Итого текущие обязательства	16.540
Итого капитал и обязательства	33.747

Влияние стандарта на основную прибыль и прибыль до налогообложения в 2019 году, после его принятия, не ожидается значительным, хотя ожидается, что представление расходов по аренде в отчете о совокупном доходе будет изменено. Вместо расходов на аренду, стоимость аренды будет распределяться между расходами по амортизации активов с правом пользования и финансовым расходом, представляющим собой финансовые расходы от дисконтирования обязательств по аренде.

Интерпретация IFRIC 23 Неопределенность в отношении учета подоходного налога

Интерпретация касается учета налогов на прибыль, когда существует неопределенность в налоговом учете, которая влияет на применение МСФО (IAS) 12, и не применяется к налогам или сборам за пределами сферы действия МСФО (IAS) 12, а также не включает в себя требования, касающиеся процентов и штрафов, связанных с неопределенностью учета налогов. В частности, интерпретация покрывает следующие ключевые вопросы:

- Рассматривает ли предприятие неопределенности в налоговом учете каждый по-отдельности.
- Допущения, которые делает организация относительно проверки налогового учета налоговыми органами.
- Как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговые убытки), налоговые базы, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые кредиты и налоговые ставки.
- Как организация учитывает изменения в фактах и обстоятельствах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Предприятие должно определить, следует ли рассматривать каждую неопределенность в налоговом учете отдельно или вместе с одним или несколькими другими подобными событиями. Следует придерживаться подхода, который лучше предсказывает разрешение неопределенности. Интерпретация вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, но имеются определенные льготы при переходе. Группа будет применять интерпретацию с даты ее вступления в силу, что может повлиять на ее консолидированную финансовую отчетность. Кроме того, Группе может потребоваться установить процессы и процедуры для получения информации, необходимой для своевременного применения интерпретации.

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

Согласно МСФО 9, долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что договорные денежные потоки представляют собой исключительно выплаты основной суммы и процентов на основную сумму долга (ВОСП) и инструмент проводится в рамках соответствующей бизнес-модели для этой классификации. Поправки к МСФО (IFRS) 9 уточняют, что финансовый актив соответствует критерию ВОСП, независимо от события или обстоятельства, которые вызывают досрочное расторжение договора, и независимо от того, какая сторона платит или получает разумную компенсацию за досрочное расторжение договора. Поправки должны применяться ретроспективно и вступают в силу с 1 января 2019 года, при этом допускается досрочное применение. Группа не ожидает какого-либо влияния на свою консолидированную финансовую отчетность.

Ежегодные улучшения цикла 2015–2017 годов (выпущены в декабре 2017 года)

МСФО 12 «Налог на прибыль»

Поправки разъясняют, что влияние выплаты дивидендов на налог на прибыль связаны непосредственно с прошлыми операциями или событиями, которые принесли распределяемую прибыль, чем с фактом их распределения между владельцами. Следовательно, предприятие признает дивиденды через прибыль и убыток, прочий совокупный доход или капитал в соответствии с тем, где предприятие первоначально признало эти прошлые транзакции или события. Предприятие применяет эти поправки в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Когда предприятие впервые применяет эти поправки, оно применяет их к последствиям дивидендов по налогу на прибыль, признанным в начале или после начала самого раннего сравнительного периода. Поскольку Группа не ожидает выплаты дивидендов в предстоящий отчетный период, эти поправки не окажут влияния на ее консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 23 Затраты по займам

Поправки разъясняют, что организация рассматривает как часть общих заимствований любые займы, первоначально полученные для создания квалифицируемого актива, когда практически все действия, необходимые для подготовки этого актива к предполагаемому использованию или продаже, завершены. Предприятие применяет эти поправки к затратам по займам, возникшим в начале или после начала годового отчетного периода, в котором предприятие впервые применяет эти поправки. Предприятие применяет эти поправки в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2019 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение. Поскольку нынешняя практика Группы соответствует этим поправкам, Группа не ожидает какого-либо влияния на свою консолидированную финансовую отчетность.

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: затраты 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 отчётную дату, чтобы подтвердить отсутствие признаков того, что балансовая стоимость превышает возмещаемую сумму. Этот обзор включает подтверждение того, что разведочное бурение продолжается или твёрдо 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 8 февраля 2019 года, 31 декабря 2021 года и 31 декабря 2021 года, соответственно. Заявки Товарищества на продление периода разведки на Ростошинском месторождении находится на стадии утверждения МЭ. Товарищество по-прежнему намеревается продолжить разведочные работы по этим лицензиям и продлевать лицензии по мере необходимости, следовательно, продолжает нести капитализированные издержки на своём балансе. Более подробную информацию относительно условий недропользования смотрите в *Примечании 1*.

Существенное учётное суждение: затраты на разведку

Решение также требуется при определении соответствующей группировки разведочных активов в генерирующие денежные средства при оценке их возмещаемой стоимости. Руководство определило все три области разведки как единую единицу, генерирующую денежные потоки.

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

Более детальную информацию по активам, связанным с разведкой и оценкой, смотрите в *Примечании 5*.

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 6*.

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 методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Группы 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 разработанные 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 6*.

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 Товарищества, 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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 ценности. 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 сырьё, глобальному равновесию спроса и предложения на нефть и природный газ и другим макроэкономическим факторам и историческим тенденциям и колебаниям.

При оценке ценности использования 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 установкой подготовки газа.

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, ставки дисконтирования, ожидаемые будущие объёмы производства и фискальные режимы.

Возмещаемая стоимость определяется путём расчёта стоимости в использовании на основе модели дисконтированных денежных потоков, поскольку отсутствуют какие-либо недавние сделки третьих сторон, из которых может быть определена надёжная рыночная справедливая стоимость. Модель учитывает денежные потоки, которые, как ожидается, возникнут до 2032 года, то есть в течение всего срока действия лицензии Чинаревского месторождения. Предполагается, что период, превышающий пять лет, является обоснованным исходя из имеющихся доказанных и вероятных запасов, проверенных независимыми инженерами, а также способности Товарищества переводить вероятные запасы в доказанные.

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): 67,5 долл. / 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 темпы роста игнорируются;
- динамика затрат для разработки месторождений и последующие эксплуатационные расходы в соответствии с оценками запасов и динамикой добычи;
- ставка дисконтирования до налогообложения 15,4% (2017 год: 14,7%);
- учитывая механическое завершение УКПГ-3 в декабре 2018 года и продолжающиеся пусконаладочные работы, первый пробный запуск газа планируется на второй квартал 2019 года и полный ввод в эксплуатацию установки в 2019 году, что, как ожидается, приведет к постепенному увеличению годовых объемов производства.

В виду сокращения вероятных запасов (2P), которые, как ожидается, будут извлечены в течение 2019-2032 гг., вызванного осложнениями в процессе бурения в западной части Чинаревского месторождения, Группа провела стресс-анализ модели дисконтированных денежных потоков, для оценки чувствительности модели к более высокой цене на нефть и прогнозируемого профиля добычи с использованием исходной дисконтной ставки. На основании данного анализа, Группа оценила стоимость использования единой ЕГДП и признало начисление обесценения в размере 117.575 тысяч долларов США, распределенного между нефтегазовыми активами и незавершенным строительством

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

пропорционально их балансовой стоимости на 31 декабря 2018 года (67.740 тысяч долларов США и 49.835 тысяч долларов США, соответственно). Дальнейшее снижение запасов или снижение цен на нефть может привести к увеличению суммы обесценения в будущих периодах. Успешные результаты бурения в западной части, увеличение вероятных запасов (2P) и увеличение степени использования перерабатывающих мощностей Группы приведут к частичному или полному восстановлению обесценения. Задержка ввода в эксплуатацию УКПГ-3 до 1-2 лет не окажет существенного влияния на модель по оценке ценности использования, применяемую руководством для тестирования активов на обесценение.

Подробная информация по балансовой стоимости нефтегазовых активов, их амортизации и обесценения приведена в Примечании 6.

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 расхождения в толковании налогового законодательства Группы 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 прибыли или убытке. 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 ни на бухгалтерский доход ни на налоговый доход или 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 отложенного налога на прибыль по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов см. в *Примечании 25*.

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 дату и начисленную на 31 декабря 2018 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 налоговыми властью.

По состоянию на 31 декабря 2018 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 25*.

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 7*.

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 6*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 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 2018 и 2017 годов, смотрите в *Примечании 8*.

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 27*, 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; и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (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 14*.

Существенные учётные суждения: резервы и условные обязательства

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.

Значительные учётные оценки и допущения: резервы и условные обязательства

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.

Группа создаёт резерв на будущую ликвидацию нефтегазовых объектов и восстановление участков.

При оценке будущих затрат на ликвидацию скважин и восстановлению участка использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода лицензий.

В связи с тем, что 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, 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 о предоставлении услуг по ликвидации и восстановлению участка смотрите в *Примечании 14*.

Прочие краткосрочные обязательства

В соответствии с контрактами на разведку и добычу, Группа регулярно признает обязательства по невыполнению рабочих программ и корректирует их методом начисления. Расчёт обязательств производится руководством 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, оценка и прекращение признания

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.

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 Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

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 Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, определенной в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, 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 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 операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

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

Финансовый актив прекращает признаваться, если срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек.

Денежные эквиваленты, представляют собой краткосрочные, высоколиквидные инвестиции, которые могут быть легко обращены в заранее известную сумму денежных средств, подверженные незначительному риску изменения стоимости и имеют срок погашения три месяца и менее от даты приобретения.

Обесценение финансовых активов

Группа признает резерв на ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) для всех долговых 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 с приближением к 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. По кредитным рискам, для которых не наблюдалось значительного увеличения с момента первоначального признания, ECL предоставляются для убытков по кредитам, возникающих в результате событий дефолта, которые возможны в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ОКУ). Для тех кредитных рисков, по которым произошло значительное увеличение с момента первоначального признания, резерв на потери необходим для кредитных потерь, ожидаемых в течение оставшегося срока действия риска, независимо от сроков дефолта (пожизненного 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.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, Группа не признавала убытков от обесценения из-за краткосрочного характера и высокого качества финансовых активов.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание, оценка и прекращение признания

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости. Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Прибыли и убытки признаются в прибылях и убытках при прекращении признания обязательств, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Признание финансового обязательства в отчёте о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк. 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 признаётся через прибыль или убыток.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Взаимозачёт финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в консолидированном 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 Товариществом и, следовательно, не считаются высоколиквидными – к примеру, денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Для целей консолидированного 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 2018 и 2017 годов, смотрите в *Примечании 11*.

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 от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда контроль над товарами или услугами передается покупателю и оценивается в сумме, отражающей возмещение, право на которое Группа ожидает получить в обмен на такие товары или услуги. Группа выступает в качестве принципала в заключённых ею договорах, предусматривающих получение выручки, поскольку обычно Группа контролирует товары или услуги до их передачи покупателю.

Группа признает выручку от продажи товаров, оцениваемую по справедливой стоимости вознаграждения, полученного или подлежащего получению, за вычетом возвратов и скидок, торговых скидок и скидок за объём.

Как правило, Группа получает краткосрочные авансы от своих клиентов. Используя практическую целесообразность, изложенную в МСФО (IFRS) 15, Группа не корректирует обещанную сумму вознаграждения на сумму влияния значительного компонента финансирования, если ожидает, что в начале действия контракта период между передачей обещанного товара или услуги покупателю и когда клиент платит за этот товар или услугу будет один год или меньше.

5. АКТИВЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, поступления в активы по разведке и оценке Группы составили 2.413 тысяч долларов США, которые включают капитализированные расходы на геологические исследования и затраты по бурению (2017 год: 3.557 тысяч долларов США). Процентные расходы не были капитализированы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Основные средства по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Нефтегазовые активы	1.886.844	1.898.711
Прочие основные средства	39.418	45.275
	1.926.262	1.943.986

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 2018 и 2017 годов, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	Рабочие активы	Незавершённое строительство	Итого
Сальдо на 1 января 2017 года, за вычетом накопленного износа и истощения	1.132.697	628.651	1.761.348
Поступления	8.588	245.662	254.250
Переводы	104.997	(104.712)	285
Выбытия	(16)	(1.275)	(1.291)
Износ выбытий	8	–	8
Начисленный износ и истощение	(115.889)	–	(115.889)
Сальдо на 31 декабря 2017 года, за вычетом накопленного износа и истощения	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 истощения	1.083.317	803.527	1.886.844
По состоянию на 31 декабря 2016 года			
Первоначальная стоимость	1.784.792	628.651	2.413.443
Накопленный износ и истощение	(652.095)	–	(652.095)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.132.697	628.651	1.761.348
По состоянию на 31 декабря 2017 года			
Первоначальная стоимость	1.898.361	768.326	2.666.687
Накопленный износ и истощение	(767.976)	–	(767.976)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	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 истощение	(878.080)	–	(878.080)
Сальдо, за вычетом накопленного износа и истощения	1.083.317	803.527	1.886.844

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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Норма истощения текущих нефтегазовых активов составляла 10,33% и 10,89% в 2018 и 2017 годах, соответственно.

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов. Истощение рассчитывалось по производственному методу на основании оценки запасов

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, Группа провела оценку стоимости использования единой ЕГДП и признало сумму обесценения нефтегазовых активов в размере 117.575 тысяч долларов США (*Примечание 4*).

Изменение в ставке долгосрочной инфляции и ставке дисконта, использованных при оценке резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка (*Примечание 14*) за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, привели к уменьшению нефтегазовых активов на 2.823 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: увеличение в размере 1.391 тысячи долларов США).

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 2018 и 2017 годов:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии	107.572	76.167
Ставка капитализации	8,95%	7,58%
Капитализированные затраты по займам	53.153	36.004

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2018 года основные средства Группы на сумму 246.414 тысяч долларов заложены в качестве обеспечения по займам, подлежащим выплате «Nostrum Oil & Gas B.V.» (Примечание 13) (31 декабря 2017 года: 230.490 тысяч долларов США).

Прочие основные средства

<i>В тысячах долларов США</i>	Здания	Машины и оборудование	Транс- портные средства	Прочее	Незавершё н-ное строи- тельство	Итого
Сальдо на 1 января 2017 года, за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	44	48.838
Поступления	1.040	2.530	–	983	–	4.553
Переводы	67	22	–	(374)	–	(285)
Выбытия	(8)	(452)	(1.198)	(468)	–	(2.126)
Износ выбытий	7	360	956	276	–	1.599
Износ	(4.070)	(1.550)	(191)	(1.493)	–	(7.304)
Сальдо на 31 декабря 2017 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
По состоянию на 31 декабря 2016 года						
Первоначальная стоимость	49.152	18.094	2.800	14.532	44	84.622
Накопленный износ	(14.623)	(13.840)	(1.591)	(5.730)	–	(35.784)
Сальдо за вычетом накопленного износа	34.529	4.254	1.209	8.802	44	48.838
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

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Авансы, выданные за строительные работы	12.632	9.512
Авансы, выданные за трубы и строительные материалы	520	5.086
	13.152	14.598

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

8. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов товарно-материальные запасы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Материалы и запасы	23.479	23.505
Газовый конденсат	4.198	4.064
Сырая нефть	1.761	1.968
СУГ	126	189
Сухой газ	20	20
	29.584	29.746

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов товарно-материальные запасы отражены по себестоимости.

9. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря 2018 и 2017 годов предоплата и прочие краткосрочные активы включали:

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
НДС к получению	10.784	14.728
Авансы выданные	4.772	6.306
Прочие налоги к получению	2.947	4.261
Прочее	722	674
	19.225	25.969

Авансовые платежи состоят в основном из предоплаты, сделанной поставщикам услуг. По состоянию на 31 декабря 2018 года авансы, уплаченные в сумме 1.841 тысячи долларов США были обесценены, и по ним полностью создан резерв. Нижеприведённая таблица приводит изменения в резерве на обесценение авансовых платежей:

В тысячах долларов США	Обесценены индивидуально
На 1 января 2017 года	–
Начисление за год	1.756
На 31 декабря 2017 года	1.756
Начисление за год	85
На 31 декабря 2018 года	1.841

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов торговая дебиторская задолженность была беспроцентной и выражена в долларах США, период её погашения составлял менее 30 дней.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов года не имелось ни просроченной, ни обесцененной торговой дебиторской задолженности.

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Текущие счета в долларах США	6.194	16.389
Текущие счета в тенге	857	16.859
Текущие счета в прочих валютах	–	5
Кассовая наличность	8	8
	7.059	33.261

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 658 тысяч долларов США в АО «Сбербанк» в Казахстане и 6.363 тысячи долларов США в АО «Халык банк» (31 декабря 2017 года: 6.663 тысячи долларов США), который размещается в соответствии с требованиями прав на недропользование в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

12. КАПИТАЛ ГРУППЫ

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 Товарищества составляют 55% и 45%, что соответствует 2,2 тысячи долларов США и 1,8 тысячи долларов США, соответственно.

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 Товариществе 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ЗАЙМЫ

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов займы включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Облигации, выпущенные в 2012 году, со сроком погашения в 2019 году	559.617	555.713
Облигации, выпущенные в 2014 году, со сроком погашения в 2019 году «Nostrum Oil & Gas B.V.»	399.282 116.464	408.045 63.518
Обязательства по финансовому лизингу (Примечание 27)	-	810
	1.075.363	1.028.086
Минус: суммы к погашению в течение 12 месяцев	(4.627)	(15.173)
Суммы, подлежащие погашению через 12 месяцев	1.070.736	1.012.913

Облигации 2012, 2014

13 ноября 2012 года «Zhaikmunai International B.V.» 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 Товарищество 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 2012 года и 2014 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 долл. 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 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. В течение 2018 года Группа признала доход по финансовой гарантии в размере 966 тысяч долларов США. На 31 декабря 2018 года общий баланс финансовой гарантии, включая долгосрочную и краткосрочную часть, составлял 3.861 тысячу 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 Товарищество признало 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 2018 года, Группа признала гарантийный доход в сумме 214 тысяч долларов США и остаток задолженности по состоянию на 31 декабря 2018 года по гарантии, как текущей, так и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

долгосрочной, составил 1.844 тысячи долларов США.

Займы от «Nostrum Oil & Gas B.V.»

1 июля 2008 года Товарищество заключило соглашение о предоставлении займа с «Frans Van Der Schoot B.V.», согласно которому Товарищество получило 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 2018 года имеет процентную ставку 6,625% (31 декабря 2017 года: 6,625%).

За период с 22 декабря 2010 года по 31 декабря 2018 года сумма досрочного погашения за вычетом дополнительно полученных заемных средств составила 340.776 тысяч долларов США

Изменения в займах, возникающие в результате финансовой деятельности, представлены следующим образом:

	1 Января 2018 года	Финансовые затраты по финансовому лизингу	Денежные потоки	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Прочее	31 декабря 2018года
Долгосрочные займы	1.012.913	–	47.118	3.899	6.806	1.070.736
Текущая часть долгосрочных займов	15.173	135	(99.133)	88.577	(125)	4.627
	1.028.086	135	(52.015)	92.476	6.681	1.075.363

	1 Января 2017 года	Финансовые затраты по финансовому лизингу	Денежные потоки	Затраты по займам, включая амортизацию комиссионных сборов	Прочее	31 декабря 2017года
Долгосрочные займы	1.003.893	–	2.500	6.520		1.012.913
Текущая часть долгосрочных займов	15.518	158	(70.358)	69.647	208	15.173
	1.019.411	158	(67.858)	76.167	208	1.028.086

14. РЕЗЕРВЫ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКА

Изменения в обязательствах по ликвидации скважин и восстановлению участка за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, включают:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	23.590	19.635
Дополнительный резерв	728	2.430
Амортизация дисконта	399	225
Использованный резерв	–	(91)
Изменение в оценках	(2.823)	1.391
Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	21.894	23.590

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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, использованные для определения резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка, на 31 декабря 2018 года составили 2,3% и 4,33%, соответственно (31 декабря 2017 года: 2,50% and 3,63%).

Изменение в долгосрочной ставке инфляции и ставке дисконта привело к уменьшению резервов по ликвидации скважин и восстановлению участка на 2.823 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: увеличение на 1.391 тысячу долларов США).

15. 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 2018 и 2017 годов и изменения в сумме задолженности перед Правительством Казахстана за год представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	6.497	6.920
Амортизация дисконта	845	866
Уплачено в течении года	(1.031)	(1.289)
	6.311	6.497
Минус: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1.031)	(1.031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	5.280	5.466

16. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2018 и 2017 годов торговая кредиторская задолженность включала:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	23.088	22.848
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	20.672	27.219
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в евро	4.948	6.417
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в рублях	971	1.040
	49.679	57.524

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

17. ПРОЧИЕ КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На 31 декабря 2018 и 2017 годов прочие краткосрочные обязательства включали:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Начисления по обучению	11.609	11.592
Прочие начисления	5.682	3.458
Налоги к уплате, помимо корпоративного подоходного налога	4.926	5.710
Начисления по соглашениям прав на недропользование	2.174	6.484
Задолженность перед работниками	1.690	2.532
Прочие краткосрочные обязательства	1.864	1.843
	27.945	31.619

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.

18. ВЫРУЧКА

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 2018 года, составила 71,69 долл. США (2017 год: 54,74 долл. США).

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Нефть и газовый конденсат	267.815	261.069
Газ и СУГ	122.112	144.464
	389.927	405.533

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, выручка от трёх основных покупателей составила 258.898 тысяч долларов США, 80.499 тысяч долларов США и 11.924 тысячи долларов США, соответственно. (2017 год: три основных покупателя: 200.438 тысяч долларов США, 102.813 тысяч долларов США и 30.052 тысячи долларов США, соответственно).

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

19. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Износ, истощение и амортизация	115.347	120.692
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	16.133	18.960
Заработная плата и соответствующие налоги	11.677	12.481
Управленческие услуги	7.726	8.012
Транспортные услуги	6.116	8.335
Материалы и запасы	5.253	6.333
Затраты на ремонт скважин	2.767	4.159
Платежи за загрязнение окружающей сред	367	375
Изменение в запасах	136	296
Прочее	741	445
	166.263	180.088

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

20. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Заработная плата и соответствующие налоги	3.595	5.990
Управленческие услуги	2.992	4.025
Износ и амортизация	1.651	1.950
Страховые сборы	1.282	1.236
Профессиональные услуги	1.155	1.628
Транспортные затраты	430	242
Услуги связи	357	411
Командировочные расходы	170	407
Материалы и запасы	168	363
Комиссии банка	124	169
Прочее	456	763
	12.380	17.184

21. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Затраты на погрузку и хранение	18.881	26.940
Транспортные затраты	15.017	20.160
Маркетинговые услуги	12.077	15.158
Заработная плата и соответствующие налоги	2.058	1.570
Прочее	2.557	2.945
	50.590	66.773

22. ЗАТРАТЫ ПО ФИНАНСИРОВАНИЮ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Процентные расходы по займам	54.419	40.163
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством Казахстана	845	866
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации	399	225
Амортизация дисконта по социальным обязательствам	–	40
Финансовые затраты по финансовому лизингу	135	158
	55.798	41.452

23. НАЛОГИ КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Роялти	15.155	15.724
Экспортная таможенная пошлина	11.233	3.864
Доля Правительства	3.277	248
Прочие налоги	63	99
	29.728	19.935

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Плата за управление ликвидностью	40.600	–
Прочие начисления	2.691	3.024
Обучение	2.382	2.675
Убыток от выбытия основных средств	1.510	1.810
Конвертация валюты	375	481
Социальные программы	316	316
Резерв по сомнительным долгам	85	1.756
Спонсорство	52	256
Начисления по соглашениям прав на недропользование	(3.327)	587
Прочие расходы	1.519	1.308
	46.203	12.213

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 перевыставленные Товариществу (*Примечание 13*).

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.

25. КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Корпоративный подоходный налог включает:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Расходы по текущему корпоративному подоходному налогу	11.007	11.651
Расходы по отложенному подоходному налогу	10.565	35.988
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(851)	347
Итого расходы по корпоративному подоходному налогу	20.721	47.986

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:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
(Убыток) / прибыль до налогообложения	(83.784)	65.436
Ставка налога, применимая к правам на недропользование	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	(25.135)	19.631
Эффект изменения налоговой базы	18.284	(390)
Корректировка в отношении текущего корпоративного подоходного налога за предшествующие периоды	(851)	347
Эффект дохода облагаемого налогом по иной ставке	–	666
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	29.055	19.755
Штрафы, не относимые на вычеты	(998)	3.222
Убыток от выбытия основных средств	453	386
Убыток от курсовой разницы	(1.261)	588
Резерв по обесценению авансовых платежей	26	527
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	–	256
Технологические потери, не относимые на вычеты	–	225
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	–	282
Прочие расходы, не относимые на вычеты	1.148	2.491
Расходы по корпоративному подоходному налогу, отраженные в консолидированной финансовой отчётности	20.721	47.986

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

Эффективная ставка налога Группы за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила минус 24,73% (2017 год: 73,8%). Эффективная налоговая ставка Товарищества, за исключением влияния изменений обменного курса и не вычитаемых расходов по процентам по займам, за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составила 31,8% (2017 год: 44%).

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитаны 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 отчётности, и включают следующее:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Актив по отсроченному налогу		
Кредиторская задолженность и резервы	4.883	4.969
Обязательство по отсроченному налогу		
Основные средства	(400.107)	(386.559)
	(395.224)	(381.590)

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Сальдо на 1 января	381.590	345.602
Применение МСФО 9	3.069	–
Начисление текущего года в отчёте о совокупном доходе	10.565	35.988
Сальдо на 31 декабря	395.224	381.590

26. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

Дебиторская задолженность от и авансы, выданные связанным сторонам на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлены следующим образом:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Торговая дебиторская задолженность и авансы выданные		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.408	7.573

Кредиторская задолженность и займы от связанных сторон на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	115.850	63.500
Торговая кредиторская задолженность		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	11.420	10.063
<i>Под общим контролем</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»		
«Nostrum Services N.V.»	1.505	1.737
«Nostrum Services Central Asia LLP»	–	66

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2018 и 2017 годов, Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	2018 год	2017 год
Погашение займа		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	8.000	7.500
Полученные займы		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	60.350	10.000
Проценты уплаченные		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas B.V.»	4.912	4.242
Приобретения		
<i>Со значительным влиянием над Группой:</i>		
ЗАО «КазСтройСервис»	13.975	50.350
Плата за управление ликвидностью		
<i>Под общим контролем:</i>		
«Nostrum Oil & Gas Finance B.V.»	40.618	–
Гонорар за управленческие и консультационные услуги		
<i>Под общим контролем:</i>		
ТОО «Nostrum Services Central Asia»	543	1.503
«Nostrum Services N.V.»	14.726	14.359

28 июля 2014 года Товарищество заключило договор с АО «НГСК КазСтройСервис» («Подрядчик») на строительство третьего блока установки переработки газа Товарищества (с поправками, внесенными восемью дополнительными соглашениями с 28 июля 2014 года, «Контракт на строительство»).

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Подрядчик является аффилированной компанией «Mayfair Investments B.V.», которая по состоянию на 31 декабря 2018 года владела примерно 25,7% простых акций «Nostrum Oil & Gas PLC».

Гонорар за управленческие услуги оплачиваются 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 208 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2018 года (2017 год: 208 тысяч долларов США). Прочий ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивается ТОО «Nostrum Services Central Asia» и «Nostrum Services N.V.» и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за вышеуказанные управленческие и консультационные услуги.

27. 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 отчётности в соответствии с МСФО. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтверждённые нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пени, 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 определённых 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 2018 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2018 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Товарищество 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, Товарищество 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

Товарищество 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. Товарищество 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 Товарищества или денежные потоки окажутся под существенным влиянием в определённый период.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2018 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 131.373 тысячи долларов США (31 декабря 2017 года: 139.462 тысячи долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Операционная аренда

В 2010 году Товарищество заключило несколько договоров на аренду железнодорожных вагонов для транспортировки углеводородных продуктов на срок семь лет по цене 6.989 тенге (эквивалент – 47 долларов США) в сутки за один вагон. Договора аренды могут быть досрочно прекращены либо по взаимному согласию сторон, либо в одностороннем порядке, если другая сторона не выполнит свои обязательства по договору.

Общая сумма будущих минимальных арендных платежей по не аннулируемой операционной аренде была представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
Не позже 1 года	5.417	7.019
Позже 1 года и не позже 5 лет	5.431	14.057

Расходы по аренде железнодорожных вагонов за год, закончившийся 31 декабря 2018 года, составили 5.296 тысяч долларов США (2017 год: 7.394 тысячи долларов США).

Финансовый лизинг

12 апреля 2016 года Товарищество заключило договор аренды административного здания в г. Уральск на 20 лет в размере 66 тысяч долларов США в месяц с выплатой аванса в размере 12.163 тысяч долларов США.

28 декабря 2018 года Группа приобрела 100% долю в ТОО «Atom&Co» за денежное вознаграждение в размере 1,7 миллиона долларов США и стала собственником административного здания, в результате чего финансовая аренда была прекращена (*Примечание 1*). На дату совершения операции остаток предоплаты по финансовой аренде составлял 11.236 тысяч долларов США, совместно с уплаченным денежным вознаграждением, являлся частью цены покупки и был распределен между индивидуально идентифицируемыми активами и обязательствами на основе их справедливой стоимости на дату сделки.

Будущие минимальные арендные платежи по финансовому лизингу, вместе с текущей стоимостью чистых минимальных арендных платежей составляют:

В тысячах долларов США	31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
	Минималь- ные платежи	Текущая стоимость платежей	Минималь- ные платежи	Текущая стоимость платежей
Не позже 1 года	–	–	142	131
Позже 1 года и не позже 5 лет	–	–	558	345
Позже 5 лет	–	–	1.900	334
Итого минимальные арендные платежи	–	–	2.600	810
Минус суммы финансовых затрат	–	–	1.790	–
Текущая стоимость минимальных арендных платежей	–	–	810	810

Обязательства социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (после выпуска редакции от 1 ноября 2017 года), Товарищество обязано:

- (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;
- (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 12 апреля 2018 года) требуют от недропользователя:

- (i) потратить 133 тысячи долларов США на финансирование развития города Астаны;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

- (ii) инвестировать не менее 12.209 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (iii) возместить исторические затраты в сумме 383 тысяч долларов США Правительству Казахстана после начала периода добычи;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 133 тысяч долларов США;
- (v) потратить 1.250 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры.

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 19.837 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 201 тысячу долларов США на обучение персонала, привлеченного к работе по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 221 тысячу долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 201 тыс. 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 20.351 тысяч долларов США на разведку месторождения в течение периода разведки;
- (ii) потратить 176 тысяч долларов США на обучение персонала, нанятого для работы по контракту на этапе разведки;
- (iii) потратить 220 тысяч долларов США на финансирование социальной инфраструктуры;
- (iv) финансировать расходы на ликвидацию в размере 176 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.

28. 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 его 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

Товарищество 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 2018 и 2017 годах, так как по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, у Группы отсутствовали финансовые инструменты с плавающей процентной ставкой.

Валютный риск

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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
2018 год		
Тысяч долларов США	14.00%	(2.790)
Тысяч долларов США	(10.00)%	1.993
2017 год		
Тысяч долларов США	10.00%	(1.970)
Тысяч долларов США	(10.00%)	1.970

Активы и обязательства Группы, выраженные в иностранных валютах, были представлены следующим образом:

На 31 декабря 2018 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	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)

На 31 декабря 2017 года	Тенге	Российский рубль	Евро	Прочие	Итого
Денежные средства и их эквиваленты	16.867	5	–	–	16.872
Дебиторская задолженность	9.228	–	–	–	9.228
Кредиторская задолженность	(27.219)	(1.040)	(6.417)	–	(34.676)
Прочие текущие обязательства	(18.572)	–	–	–	(18.572)
	(19.696)	(1.035)	(6.417)	–	(27.148)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнётся 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.

Политика Группы заключается в том, что до тех пор, пока инвестиционная программа действует: (а) не более 25% займов должны подлежать погашению в течение следующих двенадцати месяцев и (б) минимальный остаток в сумме 50 миллионов долларов США должен поддерживаться на балансе, пост-оплата или рефинансирование любого долга, подлежащего погашению в течение следующих двенадцати месяцев.

Общая сумма долга Группы, подлежащая погашению, состоит из займов от «Nostrum Oil & Gas B.V.» в размере 116

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

миллионов 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. Группа оценила риск концентрации, связанный с рефинансированием своего долга, и пришла к выводу, что он является низким.

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

<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

<i>На 31 декабря 2017 года</i>	До востре- бования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	17.437	52.312	1.066.073	1.900	1.137.722
Кредиторская задолженность	44.262	–	13.262	–	–	57.524
Прочие текущие обязательства	19.288	–	–	–	–	19.288
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4.124	8.505	13.660
	63.550	17.695	66.347	1.070.197	10.405	1.228.194

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 и авансов выданных, денежных средств и их эквивалентов.

Товарищество размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», имеющий кредитный рейтинг Ba3 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's и ING, который имеет кредитный рейтинг Aa3 (стабильный), присвоенный кредитным агентством Moody's на 31 декабря 2018 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.

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. Товарищество не имеет залогов в качестве обеспечения. Товарищество 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.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

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 2018 года	31 декабря 2017 года	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
<i>В тысячах долларов США</i>				
Финансовые обязательства, отражаемые по амортизируемой стоимости				
Процентные займы	(1.075.363)	(1.027.276)	(620.440)	(1.018.635)
Обязательства по финансовому лизингу	–	(810)	–	(1.267)
Итого	(1.075.363)	(1.028.086)	(620.440)	(1.019.902)

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и их эквивалентов, краткосрочных денежных 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 2018, 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 Группы, помимо прочих обстоятельств, нацелено 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>	2018 год	2017 год
Процентные займы	1.075.363	1.028.086
Минус: денежные средства и их эквиваленты, денежные средства, ограниченные к использованию, краткосрочные и долгосрочные инвестиции	(14.080)	(39.924)
Чистая задолженность	1.061.283	988.162
Капитал	505.277	604.934
Итого капитал	505.277	604.934
Капитал и общая задолженность	1.566.560	1.593.096
Коэффициент платёжеспособности	68%	62%

В течение года, закончившегося 31 декабря 2018 года, не было никаких изменений в целях, политиках или процессах по управлению капиталом.

Информация для инвесторов

ТОО «Жаикмунай» не имеет листинга на бирже и является 100-процентной косвенной дочерней компанией Nostrum. Акции Nostrum торгуются в премиальном сегменте Лондонской фондовой биржи. 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.

Отдел по связям с инвесторами

ir@nog.co.uk
+44-203-740-74-33

ТОО «Жаикмунай»

Офис компании:	Представительство:
Ул. Александра Карева, 43/1	Ул. Мариям Жагоркызы
Уральск, 090000	район Есиль
Республика Казахстан	Астана, 010000
	Республика Казахстан
Тел.: +7-711-293-39-00	+7-711-293-39-01

Аудитор

Ernst & Young LLP
Проспект Аль-Фараби, 77/7
Алматы
Республика Казахстан

Доверительный управляющий, Основной платежный агент и Трансфер-агент по облигациям 2012, 2014, 2017, и 2018 годов:

Citibank, N.A., London Branch
Citigroup Centre
Canada Square
Canary Wharf
London E14 5LB
United Kingdom (Великобритания)

Регистратор по облигациям 2012, 2014, 2017, и 2018 годов:

Citigroup Global Markets Deutschland AG
Frankfurter Welle, Reuterweg 16, 60323
Frankfurt am Main
Germany (Германия)

Глоссарий

A	
API	Американский институт нефти.
C	
C₁	Метан
C₂	Этан
C₃	Пропан
C₄	Бутан
C₅	Пентан
C₆	Гексан
C₇	Гептан
CAC	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.
CDP	CDP — организация со штаб-квартирой в Великобритании, содействующая компаниям в раскрытии информации о воздействии на окружающую среду (ранее известная как Carbon Disclosure Project).
CO₂	Двуокись углерода.
E	
E&P (Exploration and Production)	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).
EBITDA	
F	
FCA	Управление по финансовому регулированию и надзору Соединенного Королевства. Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик»: ТОО «Жаикмунай» осуществляет поставку до терминала в Уральске, а риски транспортировки и потери переходят на покупателя после доставки перевозчику.
FCA Уральск	
FOB	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-борт».
I	
IAS	Международные стандарты бухгалтерского учета
INED	Независимый неисполнительный директор.
N	
NED	Неисполнительный директор.
Nostrum	Nostrum Oil & Gas PLC Юридический адрес: 9 th Floor 20 Eastbourne Terrace London W2 6LG United Kingdom (Великобритания)
R	
Ryder Scott	Независимая консалтинговая компания в области добычи нефти и газа Ryder Scott Company LP с штаб-квартирой по адресу 621 Seventeenth Street, Suite 1550, Denver, Colorado, 80293, USA (США).
T	
TCFD	Рабочая группа по раскрытию финансовой информации, связанной с изменением климата.
A	
АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»	Государственная нефтегазовая компания Казахстана.

Б	
Барр. н. / сут.	Баррели сырой нефти в день.
Баррель или барр.	Стандартная единица измерения объема: 1 баррель = 159 литров или 42 галлона США.
Бассейн	Большая область с толстым слоем осадочных пород.
Бнэ	Баррели нефтяного эквивалента (сырой нефти); коэффициент, используемый ТОО «Жаикмунай» для преобразования объемов производства различных углеводородов в баррели нефтяного эквивалента.
Бнэ/сут.	Баррели эквивалента (сырой) нефти в день.
БСС	Страны бывшего Советского Союза.

В	
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.
Возможные запасы (3P)	Возможные запасы — это запасы, которые можно добыть с долей вероятности вплоть до низкой (уверенность 10%). С этими запасами связана относительно высокая степень риска. Доказанные, вероятные и возможные запасы называются запасами 3P.

Г	
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.

Д	
Денежные средства	УПГ-1 означает первую установку ГПЗ. УПГ-2 означает вторую установку ГПЗ. УПГ-3 означает третью установку ГПЗ. Денежные средства и их эквиваленты, в том числе краткосрочные и долгосрочные инвестиции.
Джоуль	Единица энергии, используемая для измерения объемов газа. мегаджоули = 10 ⁶ гигаджоули = 10 ⁹ тераджоули = 1 012 петаджоули = 1 015
Доказанные запасы (1P)	Доказанные запасы (1P) — это запасы, добыча которых вероятна с высокой степенью определенности (уверенность 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.
ДПМ	Долгосрочная программа мотивации.

Ж	
Жидкие углеводороды	Реализуемый продукт в жидкой форме, производимый в результате дальнейшей обработки в наземном заводе, например, конденсат или СУГ.

З	
Забуривание	Начало операций по бурению.
Заинтересованное лицо	Физическое или юридическое лицо, которое может повлиять на решения или действия юридического лица, или на которое могут или, по их мнению, влияют решения или действия юридического лица.
Закон о лицензировании	Закон Казахстана «О лицензировании» (№ 214 от 11 января 2007 г., с поправками, вступивший в силу 9 августа 2007 г.).

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».
Закрьтие	Прекращение добычи на скважине. Доказанные запасы углеводородов, которые относятся к категориям 3P, 2P или 1P в зависимости от вероятности коммерческой разработки соответствующего месторождения.
Запасы углеводородов	
И	
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.
К	
Казахстан	Республика Казахстан.
Каспийский регион	Части стран, граничащие с Каспийским морем.
Кодекс корпоративного управления	Свод принципов обеспечения эффективного корпоративного управления для котируемых (включенных в листинги) компаний, принятый Советом по финансовой отчетности Великобритании (FRC).
Великобритании	Пористый и проницаемый пласт, содержащий природное скопление извлекаемой нефти и (или) газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными заслонами, и изолированный от других коллекторов.
Коллектор	«Компенсационная нефть» означает количество добытой сырой нефти, по отношению к которой рыночная стоимость равна ежемесячным расходам ТОО «Жаикмунай», 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).
Компенсационная нефть	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).
Компетентный орган	Углеводороды, которые имеют газообразную форму в пласте, но конденсируются в жидкую фазу при подъеме на поверхность, где давление намного ниже.
Конденсат	Текущее техобслуживание или ремонт добывающей скважины в целях поддержания, восстановления или увеличения продукции.
КРС (капитальный ремонт скважины)	Казахстанская фондовая биржа.
КФБ или KASE	
Л	
Лицензия	Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная ТОО «Жаикмунай» Правительством 26 мая 1997 г., с изменениями.
ЛФБ или LSE	Лондонская фондовая биржа.
М	
М	Метр(ы).
М³	Кубические метры.
М³ /сут.	Кубические метры в день.
Месторождение	Участок, состоящий из одного или нескольких коллекторов, сгруппированных или относящихся к одной отдельной геологической особенности строения и (или) стратиграфическому признаку.
Механомонтажные работы	Финальный этап строительных или монтажных операций перед началом пусконаладочных работ.
Млн бнэ	Миллион баррелей нефтяного эквивалента.
Млн. барр.	Миллионы баррелей нефти.
Млрд м3	Миллиарды кубических метров.
МСФО	Международные стандарты финансовой отчетности.
Н	
НБК	Национальный банк Казахстана.
О	
Облигации 2010 года	Облигации с купоном 10,500%, выпущенные в 2010 году.
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.
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.
Общие и административные расходы	Общие и административные расходы.
ОКП, ОТ, ТБ и ООС ОПЕК	Обеспечение качества продукции, охрана здоровья, безопасность на производстве и охрана окружающей среды Организация стран — экспортёров нефти 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 долевых собственников, в общем случае в соответствии с условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.
Оператор ОТ, ТБ и ООС	Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды.
Оценочная скважина	Скважина, пробуренная с целью уточнения параметров месторождения и оценки его коммерческого потенциала.
П	
Парниковый газ	Газ (например, двуокись углерода), создающий парниковый эффект посредством поглощения инфракрасного излучения.
Переработка	Получение товарной продукции из углеводородного сырья, полученного из нефтяных и газовых скважин.
Переработка и сбыт	Переработка и сбыт означают все нефтегазовые операции, которые происходят после доставки сырой нефти или газа на НПЗ или установку фракционирования.
Перспективные ресурсы	Оцененное количество углеводородного сырья на определенную дату, которое потенциально извлекаемо из необнаруженных залежей.
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.
Попутный газ	Газ, который залегает в нефтяных пластах в газообразном состоянии.
Правила листинга	Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовому регулированию и надзору (FCA) в соответствии с разделом 73А Закона о финансовых услугах и рынках.
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».
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.
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.
Программа работ	График работ, согласованный сторонами (владельцами разрешений, участниками СРП и правительством), которые должны быть выполнены за определенный период времени согласно договору.
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.
«Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ)	Дочерняя компания АО «Национальная Компания «КазМунайГаз», занимающаяся разведкой и добычей нефти и газа на суше.

Р	
Разведочная скважина	Скважина, пробуренная в определенном месте исключительно в разведочных целях (для получения информации). В ходе разработки инженерные группы проектируют наиболее эффективные варианты, 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.
Разработка	
Разрешение на геологоразведочные работы	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО «Жаикмунай» Компетентным органом. Горный отвод (Приложение к Лицензии), выданный ТОО «Жаикмунай» Компетентным органом.
Разрешение на добычу РВП или разрешение на водопользование	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным кодексом.
РК	Республика Казахстан.
Роялти	Доля в нефтегазовом месторождении, предоставляющая владельцу право на долю добытых нефти или газа без затрат на добычу.
С	
Сейсмические исследования	Использование ударных волн, вызванных контролируруемыми взрывами динамита или другими средствами, для определения характера и контура подземного геологического строения.
Скважина	Скважина, пробуренная для проверки неизвестной залежи или добычи из известной залежи.
Скважина с боковым стволом	Скважина или ствол скважины, который частично отклоняется от первоначальной траектории бурения.
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.
Социальная инфраструктура	Активы, обеспечивающие предоставление социальных услуг, т. е. больницы, школы, коммунальное жилье и т. д.
СПГ	Сжиженный природный газ. Состоит главным образом из метана.
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 Казахстан.
СУГ	Сжиженный углеводородный газ — смесь пропана и бутана в жидком состоянии.
СУУР	Система управления углеводородными ресурсами 2007 г., 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.
Сухой газ	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.
Сырая нефть	Смесь жидких углеводородов с различной молекулярной массой.
Т	
Тенге или KZT	Законная валюта Республики Казахстан.
Технологическая схема разработки	Планы разработки, утвержденные Центральным комитетом по разработке в марте 2009 г. Природный газ, обработанный на газоперерабатывающих установках и соответствующий необходимым характеристикам согласно договорам о продаже газа.
Товарный газ	
Тонна	Метрическая тонна.
ТОО «Урал Ойл энд Газ»	ТОО «Урал Ойл энд Газ» (Ural Oil and Gas LLP).
ТОО «Жаикмунай»	Основная операционная компания Группы
Триллион	10 в 12-ой степени.
Трубопровод АО «КазТрансОйл» (КТО)	Врезка в трубопровод КТО дает возможность экспортных продаж через международный экспортный трубопровод Атырау — Самара.
Тыс. бнэ	Тысяча баррелей нефтяного эквивалента.
У	

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.
Углеводороды	Соединения, образуемые из водорода (H) и углерода (C), которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии.
УНГГ	«Уральскнефтегазразведка». Правительство Казахской ССР приняло в марте 1960 г. решение о создании консорциума «Уральскнефтегазразведка» для проведения разведки нефти и газа в районе Уральска. В 1960-х гг. консорциум принимал участие в более чем 59 проектах по разведке. В 1970 г. консорциум был переименован в «Уральскую расширенную нефтегазразведочную экспедицию».
Условные ресурсы	Оцениваемые запасы на определенную дату, которые потенциально извлекаемы из известных залежей, но которые в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми.
Устье скважины	Колонная головка включает фитинг из кованой 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.
Ч	
Человеко-час	Час в контексте объема работ, которые могут быть произведены одним работником за это время.
Чинаревское месторождение	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
Э	
Экологический кодекс	Экологический кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007 г., с поправками).
Этап разведки	Этап деятельности, включающий поиск нефти или газа путем выполнения подробных геологических и геофизических исследований, в соответствующих случаях дополняемых разведочным бурением. Офис компании: ул. Александра Карева, 43/1 г. Уральск, 090000 Республика Казахстан