



АО «КАСПИЙ НЕФТЬ»  
ГОДОВОЙ ОТЧЕТ ЗА 2018 ГОД

**СТАБИЛЬНОСТЬ  
И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ**



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Стратегический отчет</b>	5
Обращение руководства	6
Информация о Компании	8
Основные события отчетного года	13
Операционная деятельность	14
<b>Управление</b>	31
Управление рисками	32
Социальная ответственность и защита окружающей среды	35
Корпоративное управление	38
<b>Финансовая отчетность</b>	47
Заявление руководства об ответственности	48
Аудиторское заключение независимого аудитора	49
Отчет о финансовом положении	53
Отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе	54
Отчет об изменениях собственного капитала	55
Отчет о движении денежных средств	56
Примечания к финансовой отчетности	57
<b>Дополнительная информация</b>	93
Основные исторические показатели деятельности	94
Глоссарий	95
Контактная информация	96



# СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ



## ОБРАЩЕНИЕ РУКОВОДСТВА

Уважаемые акционеры и партнеры,

Представленный вашему вниманию годовой отчет отражает ключевые изменения и результаты деятельности АО «Каспий нефть» за 2018 год.

Обращаясь к тенденциям в отрасли, в 2018 году потребление и добыча нефти в мире достигли рекордных показателей. Согласно данным Статистического обзора мировой энергетики компании BP, мировое потребление нефти составило 99.8 млн баррелей в сутки, а мировые объемы производства нефти – 94.7 млн баррелей в сутки. Казахстан по итогам 2018 года занимает 13 место в мире по добыче нефти и 34 место по добыче газа.

Для АО «Каспий нефть» предыдущий год был годом подведения итогов 20-летней истории деятельности, который показал, что Компания находится в авангарде казахстанского нефтегазового сектора. В отчетном 2018 году Компания вновь подтвердила стабильность и устойчивые результаты. Выручка от реализации сырой нефти в 2018 году увеличилась на 32% по сравнению с предыдущим годом и на 52% в сравнении с плановым показателем. Чистая прибыль достигла планового показателя и составила по итогам 2018 года 21,476,628 тыс. тенге. В части повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождения в 2018 г. было выполнено бурение трех новых эксплуатационных скважин и трех оценочных скважин. В 2019 году выполнен ввод в эксплуатацию семи скважин. В 2018 году Компания поднялась с 23-го на 17-е место в Рейтинге Forbes Kazakhstan «50 крупнейших частных компаний РК».

Несомненно, ключевым активом Компании является команда профессионалов, наших сотрудников, вкладывающих свои силы и таланты в достижение стратегических целей Компании. Именно они апробируют новые методы и технологии, создавая основу для динамичного поступательного движения по восполнению ресурсной базы, достижению оптимального уровня добычи, минимизации воздействия на окружающую среду.

Достижение плановых финансовых и производственных показателей АО «Каспий нефть» свидетельствует о стабильности и устойчивом развитии Компании вне зависимости от внешних условий. Это подтверждает верность выбранной стратегии, которая основана на стремлении к достижению максимальной эффективности бизнеса. Уверен, что в последующие годы «Каспий нефть» продолжит реализацию намеченных целей и улучшит достигнутые производственные и финансовые результаты.



### Обзор операционной и финансовой деятельности

Достигнув пиковых объемов добычи нефти в 2016 году, в 2017 и 2018 годах Компания добилась стабильной добычи нефти на уровне более 800 тыс. тонн за счет эффективной интеграции геолого-технических мероприятий и введения геолого-гидродинамической модели. В 2018 году фактическая добыча нефти в 2018 году составила 848,600 тонн, превысив плановый показатель на 2% (2017 год: 854,182 тонн).

Среднегодовые экспортные цены на нефть продолжили восстановление после падения мировых цен в 2015 и 2016 годах. В 2018 году рост рыночных цен на нефть марки Brent составил 31% в сравнении с 2017 годом, что с учетом действий Компании по оптимизации затрат позволило увеличить валовую прибыль Компании на 34% с 69,246,135 тыс. тенге до 92,713,841 тыс. тенге. При этом объем реализации нефти в 2018 году оставался относительно неизменным по отношению к прошлому году и составил 858,919 тонн. Уменьшение чистой прибыли в 2018 на 19% или 5,045,750 тыс. тенге было связано с расходами по процентному вознаграждению по кредитной линии на общую сумму 238 млн. долларов США, полученной Компанией в финансовом учреждении, а также в связи с увеличением расходов по налогам.

На конец декабря 2018 года текущая суммарная добыча нефти по месторождению составила 17,083 баррелей в сутки (2017 год: 17,298 баррелей в сутки). В конце 2018 года добыча нефти велась по 127 скважинам. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2018 года составил 174 скважины (31 декабря 2017 года: 168 скважин). Компания продолжает выполнять свои контрактные обязательства, в частности, в отношении обязательств по бурению и обустройству скважин на месторождении, общая стоимость которых в 2018 году составила 3,434,424 тыс. тенге (2017 год: 4,877,885 тыс. тенге).

В соответствии с уточненной оценкой запасов, подготовленной компанией Gaffney, Cline & Associates (далее – «GCA»), по состоянию на 31 декабря 2018 года доказанные запасы нефти месторождения Айранколь составили 44.1 млн. баррелей (31 декабря 2017 года: 41.8 млн. тонн).

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

Компания входит в список крупных налогоплательщиков и исторически имеет высокую налоговую нагрузку. По данным Комитета государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан по итогам 2018 года Компания заняла 15-ое место в списке рейтинга крупнейших налогоплательщиков страны (2017 год: 25 место), заплатив в бюджет 55.8 млрд. тенге (2017 год: 29.7 млрд. тенге). В 2018 году расходы Компании, связанные с налогообложением, прочими платежами и отчислениями в бюджет и экспортно-таможенной пошлиной составили 59.9 млрд. тенге (2017 год: 40.4 млрд. тенге), что составляет 54% (2017 год: 48%) от выручки Компании.

#### Планы на 2019 год

В 2019 году «Каспий нефть» продолжит идти к целям, заявленным в Стратегии развития Компании, и будет стремиться к максимальной эффективности всех бизнес-процессов. В 2019 году компания планирует достичь максимальной добычи, превысив шкалу в 840 тыс. тонн. Также в целях оптимизации затрат и эффективной инвестиционной деятельности планируются работы по модернизации месторождения и внедрению интеллектуальной системы «интеллектуальное (SMART) месторождение».

В 2019 году Компания планирует пробурить 6 эксплуатационных скважин. А в течение 2019-2024 гг. планируется ввод 94 дополнительных эксплуатационных скважин.

Мы продолжим работу по улучшению производственной эффективности, сохранению финансовой устойчивости и обеспечению социальной стабильности и развития в регионах нашей деятельности.

Основополагающим принципом деятельности Компании является обеспечение сохранности окружающей среды и безопасных условий труда в регионах операционного присутствия. С целью использования передовых природоохранных практик, Компания расширяет сотрудничество с ведущими производителями специализированного оборудования и усиливает кадровый потенциал Компании, привлекая лучших международных специалистов.

Мы уверенно смотрим в будущее, сохраняя одни из ведущих позиций среди социально ответственных компаний, крупнейших налогоплательщиков и наиболее привлекательных работодателей в Казахстане.

#### Генеральный директор

**Елеусинов Каирбек Сагинбаевич**

## ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ

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

## История

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

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

## Основная деятельность

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

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

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

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

Среднесписочное количество сотрудников Компании в 2018 год составило 282 человека (2017 год: 279 человек).



### Миссия Компании

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

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

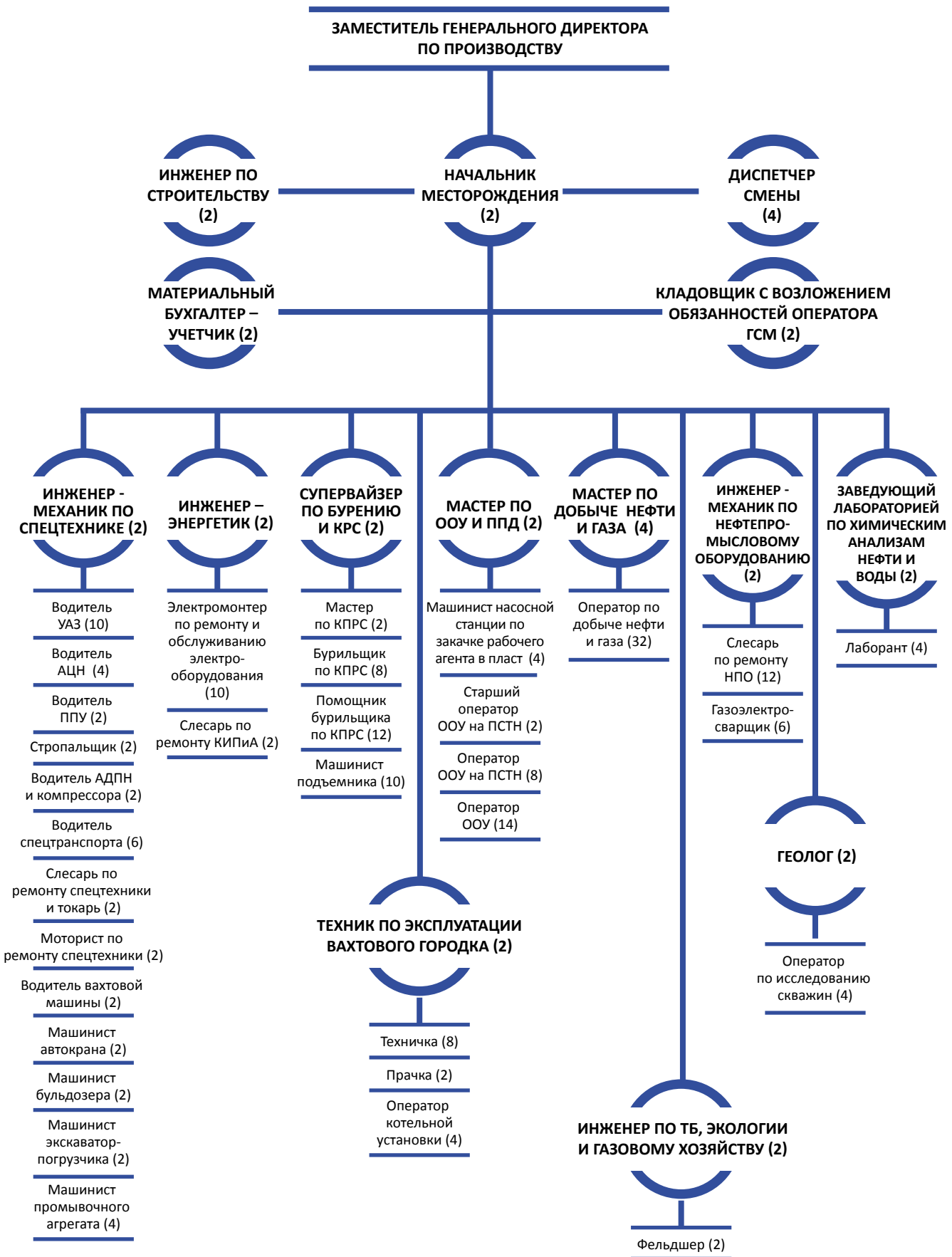
- Поддержание стабильных объемов добычи нефти;
- Прибыльность – как необходимое условие существования Компании и получение дивидендов акционером;
- Эффективное поддержание добычи нефти путем контроля над издержками и повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности, а также поиска способов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

### Производственная структура

Основным направлением деятельности Компании является нефтедобыча. Как результат, операционная структура Компании возглавляется техническим директором, который несет основную ответственность за осуществление операционной деятельности Компании. Среднесписочная численность производственного персонала в 2018 году составила 219 человек (2017 год: 217 человек), что составляет 78% (2017 год: 78%) от общей среднесписочной численности сотрудников.

Обобщенная производственная структура Компании представлена в диаграмме ниже.

## Производственная структура



## Информация о запасах и планы разработки нефтегазовых запасов

### Информация по подсчету запасов по национальным стандартам

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

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

### Обзорная карта по месторождению Айранколь



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

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

Компания GCA выполняла оценку запасов в соответствии с системой управления углеводородными ресурсами (СУНР ОИН), утвержденной Обществом инженеров-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Обществом инженеров по оценке запаса нефти и газа, Обществом геофизиков-геологоразведчиков, Обществом петрофизиков и интерпретаторов материалов геофизических исследований скважин и Европейской ассоциацией инженеров и специалистов в области геологии и геофизики в июне 2018 года.

Нефтяное месторождение Айранколь, с точки зрения его разработки, считается зрелым месторождением. Общий фонд скважин на месторождении по состоянию на 31 декабря 2018 года составляет 174 скважины, в том числе 127 добывающих скважин, 17 водонагревательных скважин, 20 наблюдательных скважин, 2 водозаборных скважин и 5 ликвидированных скважин. Текущим планом разработки предусматривается расширение работ по эксплуатации месторождения в течение всего срока действия лицензии до ее истечения в октябре 2029 года.

Проведенное компанией GCA изучение представленных данных подтверждает, что накопленный отбор нефти по месторождению Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года составляет 47.2 млн. баррелей (31 декабря 2017 года: 40.8 млн. баррелей).

Увеличение объемов добычи, отмеченное первоначально в 2011 году, главным образом в результате ввода новых скважин на юрскую залежь восточного свода, продолжалось в течение 2012-2018 годов. Объем добычи по состоянию на конец декабря 2018 года составил 17,083 баррелей нефти в сутки (конец 2017 года: 17,298 баррелей нефти в сутки), из которых 86% (2017 год: 87%) относится на счет юрских пластов восточного свода.

Остаточные утвержденные запасы нефти и растворенного газа по состоянию на 31 декабря 2018 года представлены в таблице ниже:

Запасы	Нефть (тыс. т)	Попутный газ (млн. м <sup>3</sup> )
Категория В+С <sub>1</sub>	42,584	954
Категория С <sub>2</sub>	16,750	161

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

В соответствии с уточненной оценкой запасов, подготовленной компанией GCA по состоянию на 31 декабря 2018 года начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗН) представлены следующим образом:

#### Оценка НГЗН и валовых запасов нефти месторождения Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года

	НГЗН	Валовые запасы по месторождению					
		Наиболее вероятные	Доказанные		Итого доказанные	Доказанные + вероятные	Доказанные + вероятные + возможные
			Объясненные	Необъясненные			
млн. баррелей	329,6	34,9	9,2	44,1	61,2	81,1	

В 2018 году было выполнено бурение 3 эксплуатационных скважин, при этом суммарный объем проходки составил 4,200 погонных метров, и 7 скважин были введены в эксплуатацию (в том числе 4 эксплуатационные скважины опережающей стадии).

Согласно бизнес-плану на 2019-2024 годы, Компания планирует пробурить до 94 новых скважин (из них 83 добывающих и 11 нагнетательных).

В общей сложности в 2018 году было предусмотрено проведение капитального ремонта скважин на 6 скважинах и перевода 8 скважин на одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ).

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



## ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ ОТЧЕТНОГО ГОДА

В 2016 году Компания вышла на пиковые контрактные объемы добычи нефти. В 2017 и 2018 годах Компания добилась обеспечения стабильного объема добычи нефти на уровне более 800 тыс. тонн в год.

В течение 2018 года наблюдалось существенное восстановление мировой цены на нефть. Так средняя цена на нефть марки Brent составила 71.3 \$/баррель, увеличившись на 31% в сравнении с 2017 годом, и на 64% в сравнении с 2016 годом, в котором наблюдались рекордно низкие цены.

Таким образом выручка от реализации сырой нефти в 2018 году увеличилась на 32% по сравнению с 2017 годом и на 52% в сравнении с плановым показателем.

По итогам 2018 года Компания, в целом, достигла планового показателя чистой прибыли. При этом в сравнении с прошлым годом чистая прибыль Компании уменьшилась на 19% и составила 21,476,628 тыс. тенге в существенной мере за счет финансовых расходов. Соответственно, чистая прибыль на тонну добытой нефти также уменьшилась и составила 25,308 тенге (2017 год: 31,050 тенге).

В отчетном году платежи Компании, направленные на приобретение основных средств и объектов капитального строительства, составили 6,751,403 тыс. тенге в сравнении с 7,580,830 тыс. тенге в 2017 году. В течение 2018 года были введены в эксплуатацию объекты капитального строительства и основные средства на общую сумму 4,487,422 тыс. тенге (2017 год: 5,194,608 тыс. тенге), включая:

- Нефтегазовые активы на сумму 3,434,424 тыс. тенге (2017 год: 3,967,113 тыс. тенге), которые, в основном, представлены вводом в эксплуатацию новых скважин; и
- Машины, оборудование и прочие основные средства на общую сумму 1,052,998 тыс. тенге (2017 год: 1,227,495 тыс. тенге).

По итогам 2018 года Компания выполнила план по добыче и реализации нефти.



## ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

### Анализ основных рынков

#### Макроэкономический анализ

Нефть является самым важным источником энергии в мире, на ее долю приходится 33% мирового энергопотребления. Она обладает высокой энергоемкостью и удобна для транспортировки, что делает ее практически незаменимым энергетическим ресурсом.

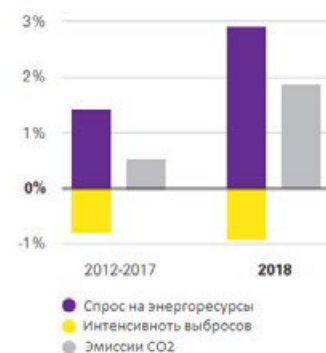
Глобальный спрос на энергию продолжает расти благодаря росту численности населения, а также вследствие роста экономического благосостояния, который позволяет потребителям в развивающихся странах увеличивать потребление все более энергозатратных продуктов. Несмотря на сдержанный рост мирового ВВП, в 2018 году мировой спрос на первичные энергоресурсы увеличился на 2.9% (наибольший рост, наблюдавшийся с 2010 года). Данный рост, в основном, обусловлен увеличением в спросе на энергоресурсы в Китае, США и Индии, на которые вместе приходится около 2/3 общего процента роста. В 2018 году доля Казахстана в мировом потреблении энергоресурсов составила 0.6%, увеличившись на 13% с 2017 года.

#### Рост мирового потребления энергоресурсов (изменение по годам, %)



В то же время в 2018 году количество выбросов CO<sub>2</sub> увеличилось на 2% (0.6 гигатонн), показав наибольший рост за многие годы. В значительной степени это связано с увеличением количества пассажирских автомобилей на планете на треть.

#### Спрос на энергоресурсы и эмиссия CO<sub>2</sub> (изменение по годам, %)



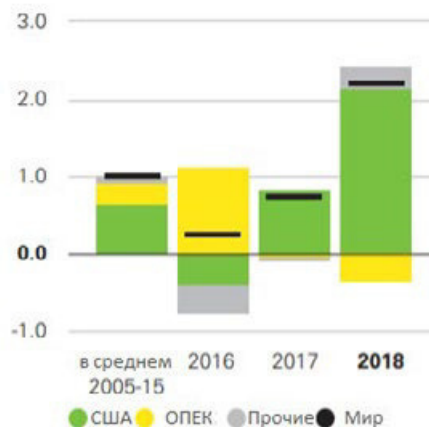
Глобальный рост потребления нефти, в среднем, составил 1.5% (1.4 млн. баррелей в сутки), при этом наибольшая доля потребления пришлась на Китай (680 тыс. баррелей в сутки) и США (500 тыс. баррелей в сутки). Более половины роста потребления нефти было вызвано возросшей необходимостью в нефтепродуктах (таких как этан, сжиженный газ и керосин).

Мировая добыча нефти в 2018 году выросла на 2.2 млн. баррелей в сутки. Практически вся доля увеличения в добыче нефти в 2018 году пришлась на США, которые продемонстрировали рекордные показатели по добыче среди всех стран за все годы. Помимо США наибольшее увеличение в добыче было отмечено в Канаде (410 тыс. баррелей в сутки) и Саудовской Аравии (390 тыс. баррелей в сутки), тогда как Венесуэла (-580 тыс. баррелей в сутки) и Иран (-310 тыс. баррелей в сутки) показали наибольшее снижение. Добыча нефти странами ОПЕК, в целом, также снизилась на 0.3 млн. баррелей в сутки с учетом выполнения Соглашения о снижении объемов добычи, подписанного в декабре 2016 года.

Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов в 2018 году снизилась на 960 тыс. баррелей в сутки с 1.5 млн. баррелей в сутки в 2017 году. Несмотря на это коэффициент использования перерабатывающих мощностей достиг наивысшего значения с 2007 года.

Пропускная способность нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в 2018 году составила 390 тыс. баррелей в сутки (2017 год: 360 тыс. баррелей в сутки), показав рост на 8.3%.

#### Мировая добыча нефти (изменение по годам, млн. баррелей в сутки)



## Мировая добыча нефти

млн. тонн	2017	2018	Темп роста, %	Доля 2018, %
США	573.9	669.4	16.6%	15.0%
Канада	235.4	255.5	8.5%	5.7%
Мексика	109.5	102.3	-6.6%	2.3%
<b>Итого Северная Америка</b>	<b>918.8</b>	<b>1,027.2</b>	<b>11.8%</b>	<b>23.0%</b>
Бразилия	142.3	140.3	-1.4%	3.1%
Венесуэла	109.6	77.3	-29.5%	1.7%
Колумбия	45.0	45.6	1.3%	1.0%
Эквадор	28.5	27.7	-2.8%	0.6%
Аргентина	27.3	27.6	1.1%	0.6%
Прочие	16.7	16.5	-1.2%	0.4%
<b>Итого Южн. и Центр. Америка</b>	<b>369.4</b>	<b>335.0</b>	<b>-9.3%</b>	<b>7.5%</b>
Норвегия	88.6	83.1	-6.2%	1.9%
Великобритания	46.6	50.8	9.0%	1.1%
Прочая Европа	29.4	29.2	-0.7%	0.7%
<b>Итого Европа</b>	<b>164.6</b>	<b>163.1</b>	<b>-0.9%</b>	<b>3.6%</b>
Российская Федерация	554.3	563.2	1.6%	12.6%
<b>Казахстан</b>	<b>87.0</b>	<b>91.2</b>	<b>4.8%</b>	<b>2.0%</b>
Азербайджан	39.1	39.2	0.3%	0.9%
Прочие	15.8	15.4	-2.5%	0.3%
<b>Итого СНГ</b>	<b>696.2</b>	<b>709.0</b>	<b>1.8%</b>	<b>15.8%</b>
Саудовская Аравия	559.3	578.3	3.4%	12.9%
Ирак	222.2	226.1	1.8%	5.1%
Иран	235.6	220.4	-6.5%	4.9%
ОАЭ	176.2	177.7	0.9%	4.0%
Кувейт	144.8	146.8	1.4%	3.3%
Катар	78.5	78.5	0.0%	1.8%
Оман	47.6	47.8	0.4%	1.1%
Прочие	13.8	14.1	2.2%	0.3%
<b>Итого Ближний Восток</b>	<b>1,478.0</b>	<b>1,489.7</b>	<b>0.8%</b>	<b>33.3%</b>
Нигерия	95.5	98.4	3.0%	2.2%
Ангола	81.9	74.6	-8.9%	1.7%
Алжир	66.6	65.3	-2.0%	1.5%
Либия	43.8	47.5	8.4%	1.1%
Египет	32.2	32.7	1.6%	0.7%
Прочие	66.1	70.0	5.9%	1.6%
<b>Итого Африка</b>	<b>386.1</b>	<b>388.5</b>	<b>0.6%</b>	<b>8.7%</b>
Китай	191.5	189.1	-1.3%	4.2%
Индия	40.4	39.5	-2.2%	0.9%
Индонезия	41.0	39.5	-3.7%	0.9%
Малазия	31.5	31.5	0.0%	0.7%
Прочие	64.7	62.0	-4.2%	1.4%
<b>Итого Азиатско-тихоокеанский регион</b>	<b>369.1</b>	<b>361.6</b>	<b>-2.0%</b>	<b>8.1%</b>
<b>Итого Мир</b>	<b>4,382.2</b>	<b>4,474.1</b>	<b>2.1%</b>	<b>100.0%</b>

Источник: Статистический обзор ВР 2019

По итогам 2018 года Казахстан занимает 12 место в мире по запасам нефти и 22 место по запасам газа, 13 место по добыче нефти и 34 место по добыче газа, 44 место по потреблению нефти и 41 место по потреблению газа. Среди стран СНГ государство также является одним из лидеров по запасам и производству нефти в регионе, уступая первое место лишь Российской Федерации. По состоянию на 31 декабря 2018 года общий объем доказанных запасов страны составил 3.9 тыс. млн. тонн, что составляет 1.7% мировых запасов нефти<sup>1</sup>. Около 70% ресурсов сосредоточено в западных областях страны. На территории Казахстана расположено 200 месторождений нефти и газа.

<sup>1</sup> По данным статистического обзора ВР по итогам 2018 года.

## Мировые доказанные запасы нефти

	На конец 2017 (тыс. млн. бар.)	На конец 2018 (тыс. млн. бар.)	На конец 2018 (тыс. млн. тонн)	Доля, %
Канада	168.9	167.8	27.1	9.7%
США	61.2	61.2	7.3	3.5%
Мексика	7.7	7.7	1.1	0.4%
<b>Итого Северная Америка</b>	<b>237.8</b>	<b>236.7</b>	<b>35.5</b>	<b>13.7%</b>
Венесуэла	302.8	303.3	48.0	17.5%
Бразилия	12.8	13.4	2.0	0.8%
Прочие	8.4	8.3	1.2	0.5%
<b>Итого Южн. и Центр. Америка</b>	<b>324.0</b>	<b>325.0</b>	<b>51.2</b>	<b>18.8%</b>
Норвегия	7.9	8.6	1.1	0.5%
Великобритания	2.5	2.5	0.3	0.1%
Прочая Европа	3.2	3.2	0.5	0.2%
<b>Итого Европа</b>	<b>13.6</b>	<b>14.3</b>	<b>1.9</b>	<b>0.8%</b>
Российская Федерация	106.3	106.2	14.6	6.1%
<b>Казахстан</b>	<b>30.0</b>	<b>30.0</b>	<b>3.9</b>	<b>1.7%</b>
Азербайджан	7.0	7.0	1.0	0.4%
Прочие	1.5	1.5	0.2	0.1%
<b>Итого СНГ</b>	<b>144.8</b>	<b>144.7</b>	<b>19.7</b>	<b>8.4%</b>
Саудовская Аравия	296.0	297.7	40.9	17.2%
Иран	155.6	155.6	21.4	9.0%
Ирак	147.2	147.2	19.9	8.5%
Кувейт	101.5	101.5	14.0	5.9%
ОАЭ	97.8	97.8	13.0	5.7%
Катар	25.2	25.2	2.6	1.5%
Прочие	11.0	11.1	1.4	0.6%
<b>Итого Ближний Восток</b>	<b>834.3</b>	<b>836.1</b>	<b>113.2</b>	<b>48.3%</b>
Либия	48.4	48.4	6.3	2.8%
Нигерия	37.5	37.5	5.1	2.2%
Алжир	12.2	12.2	1.5	0.7%
Прочие	27.2	27.2	3.6	1.6%
<b>Итого Африка</b>	<b>125.3</b>	<b>125.3</b>	<b>16.5</b>	<b>7.2%</b>
Китай	25.9	25.9	3.5	1.5%
Индия	4.5	4.5	0.6	0.3%
Прочие	17.2	17.2	2.1	1.0%
<b>Итого Азиатско-тихоокеанский регион</b>	<b>47.6</b>	<b>47.6</b>	<b>6.2</b>	<b>2.8%</b>
<b>Итого Мир</b>	<b>1,727.4</b>	<b>1,729.7</b>	<b>244.2</b>	<b>100.0%</b>

Источник: Статистический обзор ВР 2019

По итогам 2018 года добыча нефти в Казахстане составила 91.2 млн. тонн, что на 4.8% выше 2017 года. Порядка 60% добычи нефти страны приходится на три наиболее крупных месторождения: Кашаган, Тенгиз и Карачаганак. По прогнозам Министерства энергетики РК в 2019 году планируется добыть 89 млн. тонн нефти.

## Природный газ

Потребление природного газа в 2018 году увеличилось на 5.3% или 195 млрд. куб. м (2017 год: 3% или 96 млрд. куб. м) и показало самый большой рост с 1984 года. Рост потребления был обусловлен США (78 млрд. куб. м) и Китаем (43 млрд. куб. м), а также Россией (23 млрд. куб. м) и Ираном (16 млрд. куб. м). Увеличение потребления природного газа в Китае составило 18%, и было в значительной степени обусловлено осуществлением экологических политик и программ по переходу к использованию газа вместо угля для улучшения качества местного воздуха, а также устойчивым ростом промышленной активности в первой половине года.

## Мировая добыча природного газа

млрд. куб. м	2017	2018	Темп роста, %	Доля 2018, %
США	745.8	831.8	10%	21.5%
Канада	177.6	184.7	4%	4.8%
Мексика	38.3	37.4	-2%	1.0%
<b>Итого Северная Америка</b>	<b>961.7</b>	<b>1,053.9</b>	<b>9%</b>	<b>27.2%</b>
Аргентина	37.1	39.4	6%	1.0%
Тринидад и Тобаго	31.9	34.0	6%	0.9%
Венесуэла	38.6	33.2	-16%	0.9%
Прочие	72.7	70.1	-4%	1.8%
<b>Итого Южн. и Центр. Америка</b>	<b>180.3</b>	<b>176.7</b>	<b>-2%</b>	<b>4.6%</b>
Норвегия	123.2	120.6	-2%	3.1%
Великобритания	41.9	40.6	-3%	1.0%
Нидерланды	38.6	32.3	-20%	0.8%
Украина	19.4	19.9	3%	0.5%
Прочая Европа	40.2	37.2	-8%	1.0%
<b>Итого Европа</b>	<b>263.3</b>	<b>250.6</b>	<b>-5%</b>	<b>6.5%</b>
Российская Федерация	635.6	669.5	5%	17.3%
Турменистан	58.7	61.5	5%	1.6%
Узбекистан	53.4	56.6	6%	1.5%
<b>Казахстан</b>	<b>23.4</b>	<b>24.4</b>	<b>4%</b>	<b>0.6%</b>
Азербайджан	17.8	18.8	5%	0.5%
Прочие	0.3	0.3	0%	0.0%
<b>Итого СНГ</b>	<b>789.2</b>	<b>831.1</b>	<b>5%</b>	<b>21.5%</b>
Иран	220.2	239.5	8%	6.2%
Катар	172.4	175.5	2%	4.5%
Саудовская Аравия	109.3	112.1	2%	2.9%
ОАЭ	62.0	64.7	4%	1.7%
Оман	32.3	36.0	10%	0.9%
Кувейт	16.2	17.5	7%	0.5%
Прочие	38.0	42.1	10%	1.1%
<b>Итого Ближний Восток</b>	<b>650.4</b>	<b>687.4</b>	<b>5%</b>	<b>17.8%</b>
Алжир	93.0	92.3	-1%	2.4%
Египет	48.8	58.6	17%	1.5%
Нигерия	48.1	49.2	2%	1.3%
Прочие	35.8	36.5	2%	0.9%
<b>Итого Африка</b>	<b>225.7</b>	<b>236.6</b>	<b>5%</b>	<b>6.1%</b>
Китай	149.2	161.5	8%	4.2%
Австралия	112.8	130.1	13%	3.4%
Индонезия	72.9	73.2	0%	1.9%
Малазия	74.5	72.5	-3%	1.9%
Тайланд	38.7	37.7	-3%	1.0%
Пакистан	34.7	34.2	-1%	0.9%
Бангладеш	26.7	27.5	3%	0.7%
Индия	27.7	27.5	-1%	0.7%
Прочие	70.5	67.5	-4%	1.7%
<b>Итого Азиатско-тихоокеанский регион</b>	<b>607.7</b>	<b>631.7</b>	<b>4%</b>	<b>16.3%</b>
<b>Итого Мир</b>	<b>3,678.3</b>	<b>3,868.0</b>	<b>5%</b>	<b>100.0%</b>

Источник: Статистический обзор ВР 2019

Глобальная добыча природного газа увеличилась на 5.2% или 190 млрд. куб. м (2017 год: 4% или 131 млрд. куб. м). Почти половина доли увеличения прилась на США (86 млрд. куб. м), которые, как и в отношении показателя добычи нефти, продемонстрировали наибольший рост, наблюдавшийся когда-либо в истории. Существенный рост добычи также показала Россия – 34 млрд. куб. м, за ней следует Иран – 19 млрд. куб. м и Австралия – 17 млрд. куб. м.

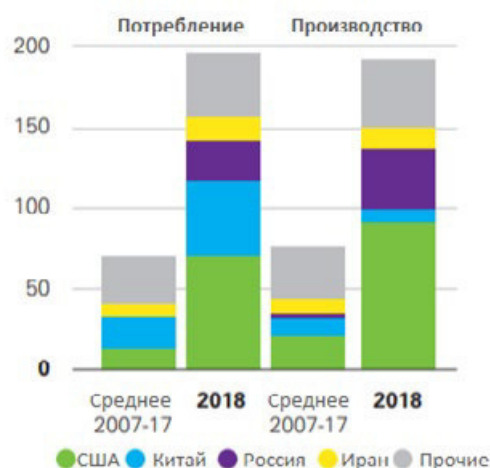
Объемы добычи природного газа в Казахстане в 2018 году выросли на 4% и составили 24.4 млрд. куб. м. Доля страны в мировой добыче газа составила 0.6%.

## Мировые доказанные запасы природного газа

трлн. куб. м	На конец 2017	На конец 2018	Темп роста, %	Доля 2018, %
США	11.9	11.9	0%	6.0%
Канада	2.0	1.9	-5%	1.0%
Мексика	0.2	0.2	0%	0.1%
<b>Итого Северная Америка</b>	<b>14.1</b>	<b>14.0</b>	<b>-1%</b>	<b>7.1%</b>
Венесуэла	6.3	6.3	0%	3.2%
Бразилия	0.4	0.4	0%	0.2%
Перу	0.4	0.4	0%	0.2%
Прочие	1.1	1.1	0%	0.6%
<b>Итого Южн. и Центр. Америка</b>	<b>8.2</b>	<b>8.2</b>	<b>0%</b>	<b>4.2%</b>
Норвегия	1.7	1.6	-6%	0.8%
Украина	1.0	1.1	9%	0.6%
Нидерланды	0.6	0.6	0%	0.3%
Прочая Европа	0.5	0.5	0%	0.3%
<b>Итого Европа</b>	<b>3.8</b>	<b>3.8</b>	<b>0%</b>	<b>1.9%</b>
Российская Федерация	38.9	38.9	0%	19.8%
Турменистан	19.5	19.5	0%	9.9%
Азербайджан	1.3	2.1	38%	1.1%
Узбекистан	1.2	1.2	0%	0.6%
<b>Казахстан</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>0%</b>	<b>0.5%</b>
Прочие	0.0	0.0	0%	0.0%
<b>Итого СНГ</b>	<b>61.9</b>	<b>62.7</b>	<b>1%</b>	<b>31.8%</b>
Иран	31.9	31.9	0%	16.2%
Катар	24.7	24.7	0%	12.5%
Саудовская Аравия	5.7	5.9	3%	3.0%
ОАЭ	5.9	5.9	0%	3.0%
Ирак	3.6	3.6	0%	1.8%
Кувейт	1.7	1.7	0%	0.9%
Прочие	2.0	1.9	0%	1.0%
<b>Итого Ближний Восток</b>	<b>75.5</b>	<b>75.6</b>	<b>0%</b>	<b>38.4%</b>
Нигерия	5.3	5.3	0%	2.7%
Алжир	4.3	4.3	0%	2.2%
Египет	2.1	2.1	0%	1.1%
Либия	1.4	1.4	0%	0.7%
Прочие	1.2	1.2	0%	0.6%
<b>Итого Африка</b>	<b>14.3</b>	<b>14.3</b>	<b>0%</b>	<b>7.3%</b>
Китай	6.1	6.1	0%	3.1%
Индонезия	2.9	2.8	-4%	1.4%
Австралия	2.4	2.4	0%	1.2%
Малазия	2.4	2.4	0%	1.2%
Индия	1.2	1.3	8%	0.7%
Мьянма	1.2	1.2	0%	0.6%
Прочие	2.1	2.1	0%	1.1%
<b>Итого Азиатско-тихоокеанский регион</b>	<b>18.3</b>	<b>18.3</b>	<b>0%</b>	<b>9.3%</b>
<b>Итого Мир</b>	<b>196.1</b>	<b>196.9</b>	<b>0%</b>	<b>100.0%</b>

Источник: Статистический обзор ВР 2019

## Рост потребления и производства газа (изменение по годам, млрд. куб. м)





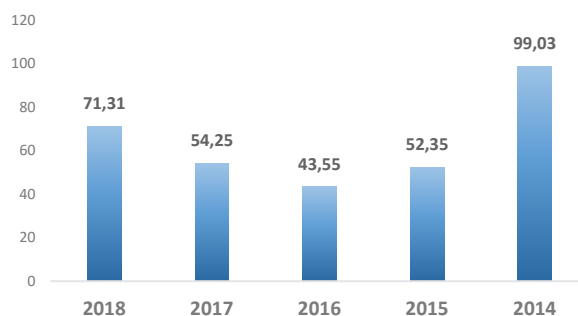
### Цена на нефть

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

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

21 января 2016 года рыночная цена на нефть упала до рекордной с начала 2000-х годов отметки – 27.5 долларов США за баррель. С февраля 2016 года начался постепенный рост нефтяных котировок, который был обусловлен договоренностями между ОПЕК и другими нефтедобывающими странами о снижении объема добычи и стабилизации цен.

В течение 2017 и 2018 годов средняя цена на нефть марки Brent была стабилизирована на основании достигнутых договоренностей между нефтедобывающими странами и составила, в среднем, 54 доллара США за баррель и 71 доллар США за баррель, соответственно. Среднегодовая цена на нефть марки Brent в 2018 году по сравнению с 2017 годом увеличилась на 31%.



Нефтегазовая промышленность является одним из основных драйверов роста ВВП Казахстана, отражая существенную зависимость экономики от доходов отрасли. В связи с возросшим значением сырьевого сектора и, в частности, добычи нефти на фоне восстановления цен на нефть, промышленный сектор на данном этапе играет ключевую роль в экономическом росте. С начала 2018 года наблюдается рост объемов инвестиций в основной капитал. Активный рост инвестиций объясняется увеличением вложений в сырьевой сектор, в результате чего на долю добывающего сектора пришлось более 42% от всех инвестиций. Восстановление цен на нефть в течение 2018 года оказало существенное влияние на рост ВВП, который составил 4.1%.

### Динамика основных экономических показателей в Республике Казахстан за 2013 – 2018 годы

год	ВВП, млрд. тенге	ВВП, млн. долларов США	Рост реального ВВП, %	Рост потребительских цен, %	Рост физического объема промышленной продукции, %	Средний курс доллара к тенге
2013	35,999	236,633	6.0%	4.80%	2.5%	152.13
2014	39,676	221,418	4.2%	7.40%	0.3%	179.19
2015	40,884	184,387	1.2%	13.60%	-1.6%	221.73
2016	46,971	137,278	1.1%	8.50%	-1.1%	342.16
2017	53,101	162,887	4.0%	7.10%	7.1%	326.00
2018	59,614	172,939	4.1%	5.30%	4.1%	344.77

### Государственное регулирование отрасли

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

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

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

Казахстанская практика налогообложения компаний нефтедобывающего сектора предусматривает следующие платежи недропользователей:

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

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

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

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

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

### Конкурентная среда

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

Транспортировка сырой нефти АО «Каспий нефть» осуществляется по системе магистрального нефтепровода АО «КазТрансОйл», все экспортные поставки через российскую систему магистрального нефтепровода компании ОАО «Транснефть». Экспортные поставки в 2018 году осуществлялись в направлении портов Новороссийск и Усть-Луга и составили 601,919 тонн (2017 год: 628,891 тонн). Общий объем экспортной продукции в сравнении 2017 годом снизился на 4%.

Согласно контракту на недропользование №1525 от 15 октября 2004 года, Компания обязуется поставлять 20% нефти от добычи на внутренний рынок. В 2018 году поставки на внутренний рынок составили 257,000 тонн, или 30% (2017 год: 231,000 тонн или 26.9%) от общих реализованных объемов.

### Направления отгрузок АО «Каспий нефть»

тонн	2018	2017
Порт Новороссийск	434,083	612,910
Порт Усть-Луга	167,836	15,981
Атырауский НПЗ	257,000	231,000
	<b>858,919</b>	<b>859,891</b>

### Доля рынка, маркетинг и продажи

#### Рынки сбыта нефти Компании и ценообразование

В 2018 и 2017 годы все экспортные продажи нефти были осуществлены компании Vitol Central Asia S.A, а реализация нефти внутри страны осуществлялась компанией ТОО «Petroleum Operating».

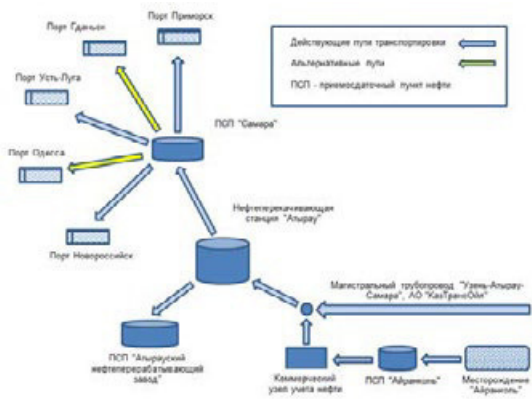
#### Реализация нефти АО «Каспий нефть» (тыс. тонн)



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

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

#### Схема транспортировки нефти на экспорт



Одним из основных финансовых показателей производителей нефти является нетбэк, рассчитываемый как доходы от продажи нефти минус расходы, связанные с ее доставкой на соответствующий рынок. Показатели нетбэк Компании за 2014 – 2018 годы приведены в таблице ниже.

долларов США/баррель	2018	2017	2016	2015	2014
<b>Экспорт</b>					
Мировые цены на Brent	71.3	54.3	43.5	52.4	99.0
Реализованный дисконт	(5.2)	(2.9)	(4.2)	(2.4)	(2.0)
<b>Цена</b>	<b>66.1</b>	<b>51.4</b>	<b>39.3</b>	<b>50.0</b>	<b>97.0</b>
Транспортные и маркетинговые расходы, ЭТП	(13.8)	(11.4)	(9.7)	(13.5)	(17.0)
<b>Нетбэк экспорт</b>	<b>52.3</b>	<b>40.0</b>	<b>29.6</b>	<b>36.5</b>	<b>80.0</b>
<b>Внутренний рынок</b>					
Цена	19.6	15.5	10.9	10.0	42.0
Транспортные и маркетинговые расходы	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.3)	(0.3)
<b>Нетбэк – внутренний рынок</b>	<b>19.3</b>	<b>15.3</b>	<b>10.7</b>	<b>9.7</b>	<b>41.7</b>

### Информация о продукции, сбытовая и ценовая политика

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

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

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

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

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

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

Стратегия деловой активности<sup>2</sup>

## SWOT анализ

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

## Операционная стратегия

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

В соответствии с этим Компания определила следующие приоритетные операционные цели:



<sup>2</sup> Заявления в данном разделе могут носить прогнозный характер. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределенностью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не

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

### Максимизация доходности

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

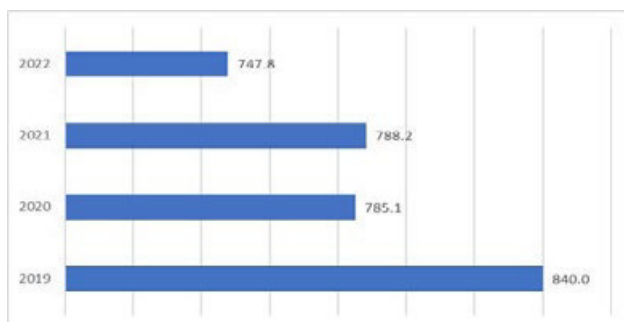
- поддержание добычи нефти,
- оптимизация затрат, и
- эффективная инвестиционная деятельность.

### Поддержание уровня добычи нефти

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

В соответствии с прогнозами ожидается, что уровень добычи в 2019-2021 годах составит более 800 тыс. тонн в год при относительно незначительном снижении к 2021 году в связи с нормальными процессами постепенного истощения запасов в рамках работ по разработке и добыче на месторождении Айранколь. Ожидаемое увеличение в добыче нефти в 2019 году от фактических показателей 2018 года составит 4%.

### Прогноз объемов добычи на 2019 - 2021 годы (тыс. тонн)

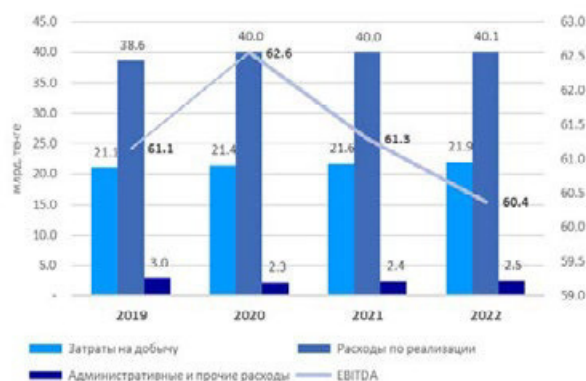


### Оптимизация затрат

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

Увеличение прогнозных затрат в 2019 году по сравнению с 2018 годом, в основном, связано с пересмотром прогнозной цены на нефть с 50 долларов за баррель в 2018 году до 66 долларов за баррель в 2019 году и последующие годы при применении дисконта в размере 4 доллара за баррель, а также в связи с пересмотром прогнозного обменного курса тенге к доллару США в сторону повышения по годам.

### Прогнозные затраты на период 2019 – 2022 годы

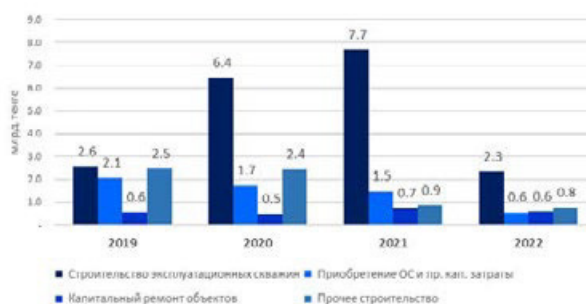


### Инвестиционная деятельность

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

Прогноз предполагает, что капитальные расходы Компании в 2019 году составят порядка 4.6 млрд. тенге с увеличением в 2020 году до 7.7 млрд. тенге и в 2021 году до 10.7 млрд. тенге в связи с увеличением работ по строительству эксплуатационных скважин. В 2019 году Компания планирует пробурить 6 эксплуатационных скважин.

### Прогноз капитальных затрат на период 2019 – 2022 годы



## Анализ плановых и фактических результатов

### Обзор плановых и фактических производственных показателей

тонн	2018	2018	откл., тонн	откл., %
	факт	план		
<b>Добыча нефти</b>	<b>848,600</b>	<b>830,503</b>	<b>18,097</b>	<b>2%</b>
Реализация нефти, включая:				
Экспорт нефти	601,919	579,921	21,998	4%
Внутренние продажи	257,000	260,500	-3,500	-1%
<b>Итого реализация нефти</b>	<b>858,919</b>	<b>840,421</b>	<b>18,498</b>	<b>2%</b>

Объем добычи нефти в 2018 году составил 848,600 тонн, превысив плановые показатели на 2%.

Объем реализации нефти в 2018 году составил 858,919 тонн, выше бюджетного значения на 2%, при этом:

- Объем реализации на экспорт в 2018 году превысил плановые на 4% и составил 601,919 тонн;
- План по объему реализации нефти на внутренний рынок был, в целом, выполнен. Отклонение от плановых продаж было незначительным и составило 1%.

В целом в 2018 году выполнение плана составило 102%.

### Обзор плановых и фактических финансовых показателей<sup>3</sup>

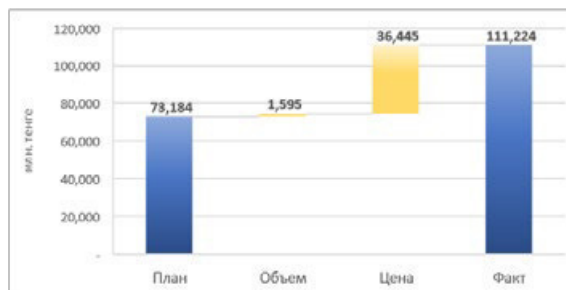
тыс. тенге	2018	2018	откл.	откл. %
	факт	план		
<b>Выручка от реализации</b>	<b>111,223,695</b>	<b>73,184,375</b>	<b>38,039,320</b>	<b>52%</b>
Денежные операционные расходы:				
Себестоимость и административные расходы	(6,363,261)	(7,420,954)	1,057,693	-14%
Налог на добычу полезных ископаемых	(9,075,476)	(6,355,114)	(2,720,362)	43%
Расходы по транспортировке нефти	(7,316,561)	(7,705,862)	389,301	-5%
Экспортная пошлина и рентный налог	(30,654,432)	(14,319,588)	(16,334,844)	114%
Прочие (расходы) доходы, нетто	(253,495)	-	(253,495)	100%
<b>ЕВТДА</b>	<b>57,560,470</b>	<b>37,382,857</b>	<b>20,177,613</b>	<b>54%</b>
Износ и амортизация	(4,839,305)	(4,638,025)	(201,280)	4%
<b>Операционные доходы</b>	<b>52,721,165</b>	<b>32,744,832</b>	<b>19,976,333</b>	<b>61%</b>
Доход от прекращения признания финансовых	5,181,187	-	5,181,187	100%
Финансовые расходы, нетто	(14,716,352)	(133,983)	(14,582,369)	10884%
Убыток от курсовой разницы, нетто	(1,891,484)	-	(1,891,484)	-100%
<b>Доход до налогообложения</b>	<b>41,294,516</b>	<b>32,610,849</b>	<b>8,683,667</b>	<b>27%</b>
Расходы по подоходному налогу	(19,817,888)	(11,622,479)	(8,195,409)	71%
<b>Чистая прибыль</b>	<b>21,476,628</b>	<b>20,988,370</b>	<b>488,258</b>	<b>2%</b>
Капитальные затраты <sup>4</sup>	5,488,756	5,205,146	283,610	5%

Выручка от реализации нефти в 2018 году превысила плановые показатели на 52% и составила 111,223,695 тыс. тенге, в основном, за счет восстановления мировых цен на нефть при относительно неизменном объеме реализации, в частности:

- Средняя фактическая цена реализации нефти на экспорт составила 66.1 \$/баррель, превысив плановый показатель на 44% (план: 46 \$/баррель). В результате в 2018 году выручка от реализации нефти на экспорт увеличилась на 51% и составила 98,761,315 тыс. тенге при плане в размере 65,213,075 тыс. тенге;

- Выручка от реализации на внутренний рынок увеличилась на 56% и составила 12,462,380 тыс. тенге (план: 7,971,300 тыс. тенге), при этом средняя цена реализации нефти на внутренний рынок составила 19.6 \$/баррель, при плане в размере 12.5 \$/баррель.

### Изменение выручки от реализации



Общая сумма денежных операционных расходов<sup>4</sup> в 2018 году составила 52,721,165 тыс. тенге, что выше плана на 49%, при этом:

- Денежная себестоимость снизилась на 16% или 897,870 тыс. тенге, в основном, за счет снижения лифтинг затрат на сумму 1,123,219 тыс. тенге в связи меньшим потреблением воды, электроэнергии и меньшим объемом работ по текущему ремонту основных средств. При этом снижение в данных затратах было частично компенсировано увеличением таких расходов, как налоги (кроме НДС) и прочих расходов на общую сумму 225,349 тыс. тенге.
- Денежные административные расходы в 2018 году были ниже плановых значений на 18% или 373,687 тыс. тенге, в основном за счет снижения расходов по заработной плате (включая вознаграждение членам СД).
- Расходы по налогу на добычу полезных ископаемых (далее – «НДПИ») увеличились на 43% или 2,720,362 тыс. тенге за счет роста мировых котировок по цене на нефть (среднегодовая рыночная цена на нефть марки Brent в 2018 году составила 71.3 \$/баррель при плане 50.0 \$/баррель), при этом объем добычи нефти в течение 2018 года оставался, в целом, в рамках плановых показателей.
- Расходы по транспортировке нефти в 2018 году снизились на 5% и составили 7,316,561 тыс. тенге при плане в 7,705,862 тыс. тенге, в связи с относительно меньшим, чем запланированный, ростом тарифов на транспортировку.

<sup>3</sup> Фактические капитальные затраты в целях сопоставимости с плановыми, не включают в себя затрат, носящих характер начисления и будущего оттока денежных средств и, таким образом, не могут быть полностью сопоставимы с капитальными затратами, представленными в соответствии с МСФО.

<sup>4</sup> Денежные операционные расходы включают в себя расходы, включаемые в себестоимость готовой продукции, административные расходы и расходы по реализации, за исключением амортизации.

- Расходы по экспортной таможенной пошлине и рентному налогу увеличились на 114% или 16,334,84 тыс. тенге в связи с ростом мировых цен на нефть (средняя рыночная цена на нефть марки Brent в 2018 году составила 71.3 \$/баррель) при плане в 50 \$/баррель, при относительно неизменных объемах реализации. Фактическая средняя налоговая ставка ЭТП в 2018 году составила 65.7 долларов за тонну при плане 41.8 долларов за тонну. Ставка рентного налога при фактической сложившейся цене на нефть составила 17% при плановой ставке 8%.

Как результат вышеперечисленных отклонений, фактический EBITDA составил 57,560,470 тыс. тенге, превысив плановый показатель в размере 37,168,993 тыс. тенге на 55% или 20,391,477 тыс. тенге.

Расходы по износу и амортизации, в целом, соответствовали запланированным, при незначительном отклонении в сторону увеличения в размере 4%.

5,181,187 тыс. тенге представляли собой доход от прекращения признания займов выданных, оцениваемых по амортизированной стоимости в соответствии с требованиями МСФО (примечание 8 к Финансовой отчетности).

Существенное увеличение в финансовых расходах, нетто, на сумму 14,582,369 тыс. тенге произошло, в основном, ввиду получения Компанией банковского займа и начисления соответствующих процентных расходов по данному займу на сумму 1,674,562 тыс. тенге, а также по причине отражения убытка от корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных на сумму 15,620,417 тыс. тенге в соответствии с требованиями МСФО (примечания 8 и 17 к финансовой отчетности). Увеличение в финансовых расходах было частично компенсировано доходом от вознаграждения на сумму 1,311,887 тыс. тенге в отношении займов выданных (примечание 8 к финансовой отчетности).

Убыток от курсовой разницы на сумму 1,891,484 тыс. тенге был, в основном, сформирован от переоценки валютных займов, полученных Компанией.

Расходы по подоходному налогу<sup>5</sup> показали увеличение на 71% или 8,195,409 тыс. тенге, что объясняется следующим:

- Фактические расходы по корпоративному подоходному налогу в 2018 году составили 11,687,559 тыс. тенге, превысив план на 65% или 4,614,482 тыс. тенге. Увеличение произошло в ответ на увеличение совокупного годового дохода Компании в связи с ростом выручки, а также в связи с переходом экспортной отгрузки нефти в размере 12,000 тонн с декабря 2017 года на январь 2018 года ввиду изменения графика объема экспортной отгрузки нефти Министерством Энергетики РК. Эффективная ставка налогообложения по корпоративному подоходному налогу<sup>6</sup> составила 28.3% (план: 21.8%).
- Фактические расходы по налогу на сверхприбыль в 2018 году также существенно увеличились и составили 10,809,208 тыс. тенге при плане в размере 4,797,989 тыс. тенге. Также, как и в отношении расходов по КПН, расходы по налогу на сверхприбыль в 2018 году увеличились по причине значительного роста мировых цен на нефть и, как следствие, увеличения налоговой базы по данному налогу.
- Фактические расходы по подоходному налогу в 2018 году также включали в себя экономию по отложенному налогу на прибыль и сверхприбыль на общую сумму 2,678,879 тыс. тенге, которые частично уменьшили итоговую сумму расходов по подоходному налогу. Данная статья не бюджетруется.

Таким образом общая эффективная налоговая ставка в 2018 году увеличилась и составила 48% при плановой ставке 36%.

Чистая прибыль Компании за 2018 год составила 21,476,628 тыс. тенге, превысив план на 2%. Увеличение затрат по реализации и налогам, а также расходов по вознаграждению было более чем компенсировано ростом выручки от реализации. Ключевым драйвером роста остается мировая цена на нефть.

Капитальные затраты<sup>7</sup> за 2018 год составили 5,488,756 тыс. тенге при незначительном отклонении от плана, который составил 5,547,413 тыс. тенге, и, в основном, включали в себя работы, связанные со строительством эксплуатационных скважин, капитальный ремонт и расходы по приобретению основных средств в рамках инвестиционной программы Компании.

<sup>5</sup> Расходы по подоходному налогу включают в себя расходы по корпоративному подоходному налогу, налогу на сверхприбыль, а также экономию по отложенному налогу на прибыль и сверхприбыль.

<sup>6</sup> Эффективная ставка налогообложения по корпоративному подоходному налогу равна отношению расходов по

корпоративному подоходному налогу к доходу до налогообложения.

<sup>7</sup> Фактические капитальные затраты в целях сопоставимости с плановыми, не включают в себя затрат, носящих характер начисления и будущего оттока денежных средства и, таким образом, не могут быть полностью сопоставимы с капитальными затратами, представленными в соответствии с МСФО.

**Анализ финансовых результатов**

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

**Отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе**

тыс. тенге	2018	2017
Выручка	111,223,695	84,189,524
Себестоимость реализованной продукции	(18,509,854)	(14,943,389)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>92,713,841</b>	<b>69,246,135</b>
Расходы по реализации	(37,970,993)	(26,301,847)
Общие и административные расходы	(1,768,188)	(1,889,328)
Финансовые доходы	2,695,681	42,182
Финансовые расходы	(17,412,033)	(123,728)
Убыток от курсовой разницы, нетто	(1,891,484)	(151,282)
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	5,181,187	–
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	(396,843)	–
Прочие доходы/(расходы), нетто	142,988	(307,846)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>41,294,516</b>	<b>40,514,286</b>
Расходы по налогу на прибыль	(19,817,888)	(13,991,908)
<b>Прибыль и итог совокупный доход за год</b>	<b>21,476,628</b>	<b>26,522,378</b>
<b>ЕВITDA</b>	<b>57,560,470</b>	<b>44,919,576</b>

Анализ основных показателей доходности показывает, что основной рост в 2018 году в сравнении с 2017 годом произошел за счет роста мировых цен на нефть – цена реализации на экспорт увеличилась на 31% при уменьшении объема на 4% и цена реализации на внутреннем рынке увеличилась на 26% и объем реализации АНПЗ также увеличился на 11%.

Как результат:

- Валовая прибыль за 2018 год составила 92,713,841 тыс. тенге, рост на 23,467,716 тыс. тенге, или 34%;
- Прибыль до налогообложения в 2018 году возросла на 780,230 тыс. тенге или 2% и составила 41,294,516 тыс. тенге.
- ЕВITDA в 2018 году увеличился на 12,640,894 тыс. тенге или 28%;
- Прибыль снизилась с 26,522,378 тыс. тенге в 2017 году до 21,476,628 тыс. тенге в 2018 году, снижение составило 19%, в основном в связи финансовыми расходами на привлеченные займы в течение 2018 года.

В 2018 году Компания объявила дивиденды в сумме 41,529,892 тыс. тенге. Дивиденды, объявленные в течение 2018 года относятся к результатам деятельности Компании следующих периодов:

- Дивиденды, объявленные по результатам первого полугодия 2018 года в сумме 12,933,731 тыс. тенге;
- Дивиденды, объявленные по результатам второго полугодия 2017 года в сумме 26,166,000 тыс. тенге;
- Дивиденды, объявленные по результатам первого полугодия 2017 года в сумме 2,430,161 тыс. тенге.

Дивиденды, объявленные в 2017 году, составляли 25,230,766 тыс. тенге и включали в себя:

- Дивиденды, объявленные по результатам первого полугодия 2016 года в сумме 4,353,551 тыс. тенге;
- Дивиденды, объявленные по результатам второго полугодия 2016 года в сумме 10,027,546 тыс. тенге;
- Дивиденды, объявленные по результатам первого полугодия 2017 года в сумме 10,849,669 тыс. тенге.



## Выручка

тыс. тенге

Экспортные продажи сырой нефти  
Внутренние продажи сырой нефти

	2018	2017
Экспортные продажи сырой нефти	98,761,315	75,796,061
Внутренние продажи сырой нефти	12,462,380	8,393,463
<b>Итого</b>	<b>111,223,695</b>	<b>84,189,524</b>

Выручка от реализации нефти в 2018 году увеличилась на 32% в сравнении с 2017 годом и составила 111,223,695 тыс. тенге в значительной степени по причине восстановления рыночных цен на нефть, в том числе:

- Выручка Компании от экспортных продаж сырой нефти в 2018 году составила 98,761,315 тыс. тенге по сравнению с 75,796,061 тыс. тенге в 2017 году. Рост выручки от экспортных продаж на 30% объясняется увеличением средней цены реализации на 29% (2018 год: 66.1 \$/баррель; 2017

год: 51.4 \$/баррель) при незначительном снижении объемов реализации на 4% или 26,972 тонн;

- Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке увеличилась на 48% с 8,393,463 тыс. тенге в 2017 году до 12,462,380 тыс. тенге в 2018 году за счет увеличения средней цены реализации на 26% (2018 год: 19.6 \$/баррель; 2017 год: 15.5 \$/баррель) и относительного роста объемов реализации на 11% или 26,000 тонн.

## Себестоимость реализованной продукции

тыс. тенге

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

	2018	2017
Налог на добычу полезных ископаемых	9,075,476	6,948,167
Износ и амортизация	4,814,148	4,146,622
Заработная плата и соответствующие налоги	1,551,027	1,473,745
Текущий ремонт и техобслуживание	736,027	636,889
Товарно-материальные запасы	447,592	453,910
Прочие налоги	365,110	347,858
Корректировка себестоимости опытной добычи нефти	332,099	–
Изменения в запасах сырой нефти	202,392	17,964
Прочие	985,983	918,234
<b>Итого</b>	<b>18,509,854</b>	<b>14,943,389</b>

Рост себестоимости в 2018 году составил 24% или 3,566,465 тыс. тенге в сравнении с 2017 годом, в основном, ввиду следующих факторов:

- Налог на добычу полезных ископаемых (далее – «НДПИ»), доля которого в себестоимости составляет 49% (2017 год: 46%), увеличился на 31% или 2,127,309 тыс. тенге за счет увеличения рыночной цены на нефть. При этом объем добычи в 2018 году оставался примерно на уровне 2017 года и составил 848,600 тонны (2017 год: 854,182 тонн);

- Износ и амортизация, доля которых в себестоимости составляет 26% (2017 год: 28%), возросли на 16% или 667,526 тыс. тенге, что обусловлено ростом фонда вводимых скважин и активной инвестиционной программой Компании;
- В 2018 году была признана корректировка себестоимости опытной добычи нефти на сумму 332,099 тыс. тенге.

## Расходы по реализации

тыс. тенге	2018	2017
Рентный налог	17,023,513	9,287,305
Таможенные процедуры	13,630,919	9,783,023
Подготовка и транспортировка нефти	6,948,895	6,989,367
Прочие	367,666	242,152
	<b>37,970,993</b>	<b>26,301,847</b>

Увеличение расходов по реализации на 44% с 26,301,847 тыс. тенге в 2017 году до 37,970,993 тыс. тенге в 2018 году обусловлено следующим:

- Рентный налог, доля которого в общих расходах по реализации составляет 45% (2017 год: 35%), увеличился на 7,736,208 тыс. тенге или 83% за счет увеличения цены на нефть в 2018 году в сравнении с 2017 годом;

- Расходы, связанные с таможенными процедурами, доля которых в общих расходах по реализации составляет 36% (2017 год: 37%), увеличились на 3,847,896 тыс. тенге или 39% за счет увеличения рыночной цены на нефть в 2018 году, а также ввиду ослабления национальной валюты к доллару США на 2%.

## Общие и административные расходы

тыс. тенге	2018	2017
Заработная плата и соответствующие налоги	1,267,782	1,390,571
Расходы по аренде	89,728	82,292
Консультационные расходы	85,827	87,783
Командировочные и представительские расходы	74,599	69,852
Налоги и прочие платежи в бюджет	18,633	27,042
Штрафы и пени	839	1,345
Прочие	230,780	230,443
	<b>1,768,188</b>	<b>1,889,328</b>

Снижение общих и административных расходов в 2018 году на 6% или 121,140 тыс. тенге, в основном, связано с уменьшением расходов по заработной плате и соответствующим налогам по причине снижения в компенсации ключевого

управленческому персоналу на сумму 30,406 тыс. тенге и уменьшения премий административному персоналу Компании.

## Финансовые доходы

тыс. тенге	2018	2017
Амортизация корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	1,337,652	–
Процентные доходы по займам выданным	1,311,887	–
Процентные доходы по банковским депозитам	32,253	30,605
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам	13,889	11,577
	<b>2,695,681</b>	<b>42,182</b>

Существенное увеличение финансовых доходов в 2018 году на 2,653,499 тыс. тенге, связано с займами выданными. АО «Каспий нефть» выдало займы компании и материнской компании на общую сумму 95,237,470 тыс. тенге. В связи с ретроспективным изменением процентной ставки – с 3.7% на 8.0%

годовых, Компания признала амортизацию корректировки справедливой стоимости на сумму 1,337,652 тыс. тенге. Начисленные проценты по данным займам в течение 2018 года составили 1,311,887 тыс. тенге.

## Финансовые расходы

тыс. тенге

	2018	2017
Убыток от корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	15,620,417	–
Процентные расходы по банковским займам	1,674,562	–
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановления месторождения	80,866	83,550
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств	36,188	40,178
	<b>17,412,033</b>	<b>123,728</b>

Существенное увеличение финансовых расходов в 2018 году на 17,288,305 тыс. тенге, связано с привлеченными банковскими займами. В связи с вышеупомянутыми займами выданными и корректировкой справедливой стоимости у Компании

возникли финансовые расходы на сумму 15,620,417 тыс. тенге. Начисленные проценты по банковским займам в течение 2018 года составили 1,674,562 тыс. тенге.

## Расходы по налогу на прибыль

тыс. тенге, если не указано иное

	2018	2017
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>41,294,516</b>	<b>40,514,286</b>
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	8,258,903	8,102,857
<i>Корректировки с целью учета:</i>		
Налога на сверхприбыль	10,285,146	5,770,627
Прочих не вычитаемых расходов	1,273,839	118,424
<b>Расходы по налогу на прибыль, включая:</b>	<b>19,817,888</b>	<b>13,991,908</b>
Корпоративный подоходный налог	10,285,146	8,221,281
Налог на сверхприбыль	9,532,742	5,770,627
<b>Эффективная налоговая ставка</b>	<b>42%</b>	<b>35%</b>

Увеличение расходов по налогу на прибыль в 2018 году на 42% или 5,825,980 тыс. тенге по сравнению с 2017 годом произошло по следующим причинам:

- Увеличение расходов по корпоративному подоходному налогу на 16% или 1,311,461 тыс. тенге, а также увеличение расходов по налогу на

сверхприбыль на 78% или 4,514,519 тыс. тенге произошло вследствие увеличения налогооблагаемого дохода в ответ на увеличение мировых цен на нефть.

Таким образом, эффективная налоговая ставка в 2018 году составила 48%, увеличившись в сравнении с 2017 годом на 13%.

## Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости

Данная статья возникла в связи с займами выданными. Для деталей данной операции см. Примечание 8 к финансовой отчетности Компании.

## Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости

Данная статья возникла в связи с займами выданными. Для деталей данной операции см. Примечание 8 к финансовой отчетности Компании.

**Анализ финансового состояния**

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

**Отчет о финансовом положении**

тыс. тенге

**АКТИВЫ****Долгосрочные активы:**

	2018	2017
Основные средства	26,067,957	26,064,583
Незавершенное строительство	2,215,345	2,362,840
Займы выданные	59,736,841	–
Активы по отложенному налогу	1,818,510	–
Прочие долгосрочные активы	681,195	454,740
	<b>90,519,848</b>	<b>28,882,163</b>

**Текущие активы:**

Товарно-материальные запасы	942,585	1,296,104
Торговая дебиторская задолженность	7,006,406	6,235,658
Займы выданные	17,891,020	–
Прочие текущие активы	1,663,363	2,572,688
Денежные средства и их эквиваленты	15,655,252	4,367,583
	<b>14,472,033</b>	<b>14,472,033</b>

**ИТОГО АКТИВЫ****133,678,474**      **43,354,196****СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА****Собственный капитал:**

Акционерный капитал	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль	8,542,897	28,596,161
	<b>8,642,897</b>	<b>28,696,161</b>

**Долгосрочные обязательства:**

Обязательство по отложенному налогу	422,141	1,282,510
Банковские займы	87,531,103	–
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	854,522	898,505
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	539,692	498,407
	<b>89,347,458</b>	<b>2,679,422</b>

**Текущие обязательства:**

Торговая кредиторская задолженность	353,675	1,178,373
Банковские займы	18,247,900	–
Налог на прибыль к уплате	11,622,300	7,085,061
Прочие налоги к уплате	4,853,916	3,086,663
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	610,328	628,516
	<b>35,688,119</b>	<b>11,978,613</b>

**ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА****125,035,577**      **14,658,035****ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА****133,678,474**      **43,354,196****Основные средства**

тыс. тенге

	2018	2017
Земля, здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	19,846,192	19,859,404
Прочие нефтегазовые активы	1,590,572	1,742,921
Машины и оборудование	4,331,187	4,143,345
Транспортные средства	220,238	239,262
Прочие ОС	79,768	79,651
	<b>26,067,957</b>	<b>26,064,583</b>

Остаточная стоимость основных средств по состоянию на 31 декабря 2018 году составила 26,067,957 тыс. тенге (31 декабря 2017 года: 26,064,583 тыс. тенге). В 2018 году приобретенные и введенные в эксплуатацию основные средства на сумму 5,005,155 тыс. тенге распределены по категориям следующим образом:

- Здания и сооружения для добычи нефти – 3,679,773 тыс. тенге;
- Прочие нефтегазовые активы – 71,671 тыс. тенге;
- Машины и оборудования – 1,183,608 тыс. тенге;
- Транспортные средства – 34,400 тыс. тенге;
- Прочие основные средства – 35,703 тыс. тенге.

Износ основных средств за период составил 4,839,305 тыс. тенге (2017 год: 4,171,799 тыс. тенге), что на 16% выше, чем в 2017 году. Увеличение износа в 2018 году связано с ростом амортизируемой базы основных средств при относительно неизменном уровне добычи нефти, который оказывает влияние на износ нефтегазовых активов, рассчитываемый производственным методом.

#### Рабочий капитал<sup>8</sup>

По состоянию на 31 декабря 2018 года рабочий капитал Компании составил 7,470,507 тыс. тенге (31 декабря 2017 года: 2,493,420 тыс. тенге). Увеличение на сумму 4,977,087 тыс. тенге, в основном, произошло по следующим причинам:

- Текущие обязательства Компании увеличились на 23,709,506 тыс. тенге, в основном, за счет привлечения банковских займов и увеличения налога на прибыль к уплате. Краткосрочная часть банковских займов составила 18,247,900 тыс. тенге, налог на сверхприбыль увеличился на сумму 4,712,011 тыс. тенге, рентный налог увеличился на сумму 1,130,695 тыс. тенге, НДС увеличился на сумму 357,856 тыс. тенге, а также НДС на сумму 286,180 тыс. тенге. В то же время торговая кредиторская задолженность уменьшилась на 824,698 тыс. тенге;
- Текущие активы Компании увеличились на сумму 28,686,593 тыс. тенге, в основном, за счет займов выданных и увеличения денежных средств и их эквивалентов и торговой дебиторской задолженности. Краткосрочная часть займов выданных составила 17,891,020 тыс. тенге, увеличения денежных средств и их эквивалентов и

торговой дебиторской задолженности составили на сумму 11,287,669 тыс. тенге и на сумму 770,748 тыс. тенге, соответственно. В то же время произошло значительное уменьшение в балансах прочих текущих активах и ТМЗ на сумму 909,325 тыс. тенге и на сумму 353,519 тыс. тенге, соответственно.

#### Капитал

Акционерный капитал Компании составляет 100,000 тыс. тенге и включает 100,000 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1,000 тенге каждая (2017 год: 100,000 акций номинальной стоимостью 1,000 тенге за акцию). Все акции объявлены, выпущены и полностью оплачены.

По состоянию на 31 декабря 2018 года нераспределенная прибыль уменьшилась на 20,053,264 тыс. тенге и составила 8,542,897 тыс. тенге (31 декабря 2017 года: 28,596,161 тыс. тенге). Уменьшение произошло частично за счет полученной в 2018 прибыли в размере 21,476,628 тыс. тенге (2016 год: 26,522,378 тыс. тенге) за вычетом объявленных дивидендов и выплаченных в сумме 41,529,892 тыс. тенге (2017 год: 25,230,766 тыс. тенге).

Базовая прибыль на акцию составила 215 тыс. тенге в сравнении с 265 тыс. тенге в 2017 году, показав снижение на 19%.

#### Долгосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2018 года долгосрочные обязательства Компании увеличились на 86,668,036 тыс. тенге за счет следующих факторов:

- Привлечение банковских займов, долгосрочная часть которых составила 87,531,103 тыс. тенге;
- Увеличение прочих долгосрочных обязательств на сумму 41,285 тыс. тенге.

Также, произошло напротив, уменьшение в следующих долгосрочных обязательствах:

- Уменьшение обязательств по отложенному налогу на сумму 860,369 тыс. тенге, произошедшее, в основном, за счёт частичного взаимозачета отложенных налоговых активов и уменьшения разницы между остаточной стоимостью основных средств и нематериальных активов в бухгалтерском и налоговом учетах;
- Уменьшение обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения на сумму 43,983 тыс. тенге.

<sup>8</sup> Рабочий капитал представляет собой разницу между текущими активами и текущими обязательствами Компании.



**УПРАВЛЕНИЕ**



## УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Система управления рисками Компании предназначена для обеспечения четкой идентификации, эффективного управления и постоянного мониторинга рисков. Совету Директоров регулярно представляются подробные сведения для обеспечения их информированности о том, каким рискам подвергается Компания.

<b>Охрана и безопасность труда</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Нефтедобыча является отраслью, сопряженной с рисками в сфере охраны труда. Нарушение правил охраны труда и безопасности может привести к причинению вреда здоровью, а также к срывам производства, финансовым убыткам и нанесению вреда деловой репутации компании	Политикой и системой управления рисками Компании предусмотрено применение методов идентификации, мониторинга, контроля и управления рисками в целях обеспечения безопасных условий труда и создания благоприятных условий ведения бизнеса. Для этого регулярно проводятся обучающие и разъяснительные мероприятия среди работников и подрядчиков. Значительные средства инвестируются в разработку и создание необходимых условий, способствующих усилению охраны труда и технике безопасности.
<b>Товарно-ценовой риск</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Товарно-ценовой риск – это риск, при котором изменения в рыночных ценах на продукцию Компании (нефть) будут отрицательно влиять на текущие или будущие доходы Компании. Компания не использует хеджирование готовой продукции с целью ограничения влияния колебаний цен на нефть.	Компания управляет товарно-ценовым риском путем проведения периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть из-за негативных изменений рыночной конъюнктуры. Компания использует осмотрительный подход к финансовому планированию и оценке инвестиций, учитывающий волатильность цен на нефть.
<b>Запасы нефти</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Запасы нефти месторождения, которым владеет Компания, оцениваются, главным образом, при помощи метода оценки запасов, сформированного еще во времена бывшего Советского Союза. При оценке запасов полезных ископаемых определены погрешности, которые могут привести к существенным искажениям ресурсной базы.	Компания на ежегодной основе привлекает независимых технических консультантов, в частности, Gaffney, Cline & Associates, для подготовки отчета, по уточненной оценке, запасов, а также с целью выявления возможных ошибок в оценке запасов и используемых технологиях.
<b>Контракт на недропользование и налоговое законодательство</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
В Казахстане все природные ресурсы принадлежат государству, и права на недропользование должны обновляться. Законодательные акты, в том числе закон о недропользовании и налоговый кодекс, действуют относительно недавно, и это может приводить к их изменениям и неопределенности толкования, применения и исполнения. Неисполнение положений законодательства может привести к санкциям со стороны уполномоченных органов, штрафам, судебным разбирательствам. Компании также могут быть вменены значительные суммы налогов, или же, суммы налогов, подлежащие возмещению, могут быть не выплачены, как ожидалось. Правительство имеет право приостановить или отменить Контракт на недропользование, если Компания существенно нарушит свои обязательства по Контракту на недропользование.	Компания соблюдает обязательства, указанные в Контракте на недропользование, включая обязательства, указанные в Рабочей программе к Контракту на недропользование. Руководство Компании поддерживает контакты с соответствующими уполномоченными органами, а также обращается за консультациями, чтобы обеспечить исполнение всех требований законодательства и положений контракта на недропользование. Руководство тесно сотрудничает с налоговыми органами, участвуя в рассмотрении предлагаемых поправок в налоговое законодательство.



<b>Кредитный риск и его концентрация</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
<p>Компания подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток. Кредитный риск Компании в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью. Данные суммы представлены в отчете о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам.</p> <p>В 2017 году все доходы приходятся на двух покупателей, в результате чего, Компания имела существенную концентрацию риска.</p>	<p>Компания отслеживает уровень задолженности покупателей в соответствии с действующими контрактами на сбыт продукции, не допуская нарушений платежной дисциплины.</p> <p>Компания проводит регулярный мониторинг рыночных цен сравнивая их, в том числе с ценами информационного агентства «Argus Media».</p> <p>Компания также проводит регулярные обзоры рынка с целью идентификации новых покупателей.</p>
<b>Охрана окружающей среды</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
<p>Деятельность Компании связана с использованием токсичных веществ, а добываемые нефть и газ, сами по себе, могут нанести существенный урон окружающей среде и здоровью. Компания руководствуется законодательством и нормативами по охране окружающей среды, которые постоянно обновляются, включая законодательство о решении проблем изменения климата. Неисполнение действующего законодательства может привести к приостановке действия лицензий на ведение деятельности, наложению штрафных санкций или значительных затрат на соблюдение требованиям закона, и отразиться на репутации компании.</p>	<p>Компания соблюдает все существующие законы и нормативные акты по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. Однако данные законы и нормативные акты могут измениться в будущем. Компания не в состоянии заранее предвидеть сроки и степень изменения законов и нормативных актов по охране окружающей среды, здоровья и безопасности труда. В случае таких изменений от Компании может потребоваться модернизация технологии для соответствия более жестким требованиям. В соответствии с требованиями законодательства, Компанией разработаны Программа управления отходами, Программа нормативов размещения отходов, Программа производственного экологического контроля окружающей среды, План мероприятий по охране окружающей среды.</p>
<b>Валютный риск и риск инфляции</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
<p>Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют.</p> <p>Валютный риск Компании в основном связан с торговой дебиторской задолженностью и денежными средствами.</p> <p>Операционный валютный риск Компании связан с продажами сырой нефти в валюте, отличной от функциональной валюты Компании. Основная часть продаж Компании выражена в долларах США, в то время как почти все затраты выражены в тенге.</p>	<p>Большая часть выручки от реализации поступает в течение 30 дней с момента продажи. Таким образом, подверженность риску изменения курса обмена, связанного с торговой дебиторской задолженностью, в любой момент времени ограничена одним месяцем.</p>
<b>Риск ликвидности</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
<p>Риск ликвидности – это риск того, что Компания не сможет погасить свои обязательства при наступлении фактического срока их оплаты.</p>	<p>Позиция ликвидности Компании тщательно контролируется и управляется. Компания использует процесс детального бюджетного планирования и прогнозирования денежных средств, для обеспечения наличия денежных средств для выполнения всех обязательств по оплате.</p>

<b>Операционный риск</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Операционный риск – это риск того, что Компания понесет финансовые убытки в результате прерывания деятельности, а также возможного ущерба для имущества Компании в результате природных бедствий и технологических аварий.	Компания обеспечивает достаточное страховое покрытие для покрытия возможных операционных рисков
<b>Справедливая стоимость финансовых инструментов</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменен между осведомленными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Компании отсутствуют существующие доступные рыночные механизмы для определения справедливой стоимости, при оценке справедливой стоимости Компания использует допущения на основе текущих экономических условий и конкретных рисков, присущих инструменту.	По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов балансовая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости.
<b>Рыночный риск</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Рынки развивающихся стран, включая Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Казахстане, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации. Будущее направление развития Казахстана в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране.	Компания полностью соблюдает текущие законы и нормативные акты. Компания сотрудничает с налоговыми органами, участвуя в рассмотрении предлагаемых поправок в налоговое законодательство.  В случае неблагоприятных изменений макроэкономических показателей от Компании может потребоваться принятие более жестких мер по контролю затрат.
<b>Работники</b>	
<b>Возможные последствия</b>	<b>Принимаемые меры</b>
Успех Компании зависит от умения привлекать и удерживать высококвалифицированных специалистов. Невыполнение этого условия может отрицательно повлиять на производственную деятельность Компании, а также привести к повышению операционных расходов на привлечение необходимого персонала. Отдаленное расположение производственных площадок Компании также усложняет эту задачу.	Компания постоянно следит за рынком труда для поддержания своей конкурентоспособности в вопросе привлечения персонала, и предоставляет соответствующие условия оплаты труда и возможности для развития, способствуя тем самым привлечению и удержанию ключевых специалистов.

## СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### Система организации труда работников Компании

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

Основными целями и задачами политики являются:

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

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

### Обучение и развитие персонала

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

Обучение и повышение квалификации сотрудников ведутся в следующих формах:

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

Согласно «Контракту на проведение добычи углеводородного сырья» ежегодно в период добычи не менее 1% от общего объема инвестиций на добычу в отчетном году Компания обязана финансировать на обучение, повышение квалификации и

переподготовку кадров, являющихся гражданами РК. В 2018 году платежи, направленные Компанией на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников составили 121,330 тыс. тенге (2017 году: 111,360 тыс. тенге).

### Оценка персонала

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

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

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

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

### Социальная политика

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

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

Поддержание здорового образа жизни работников является важным направлением социальной политики Компании. Ежегодно проводятся спортивно-оздоровительные мероприятия. Компания продолжает придерживаться данной политики, в 2017 году в рамках празднования 20-летия Компании на месторождении Айранколь были проведены спортивные соревнования по различным видам спорта, включая шахматы, настольный теннис, гиревой спорт, футбол и другие. Победители соревнований были отмечены кубками и грамотами.

#### Мотивация сотрудников

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

Система оплаты труда, действующая в Компании, предусматривает установление должностных окладов

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

#### Экология и природоохранная политика

В 2018 году Компания осуществляла природоохранную деятельность в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан.

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

Согласно требованиям Экологического Кодекса РК в Компании разработаны:

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

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

	ед. изм.	2018	2017
Объем вредных выбросов в атмосферу	тонн	429.4	468.6
Объем вредных выбросов в атмосферу – установленный лимит	тонн	912.3	918.8
Природоохранные мероприятия	тыс. тенге	167,229	168,900
Природоохранные мероприятия – план	тыс. тенге	86,660	86,060
Вывоз и утилизация нефтяного шлама	тонн	625	575

Объем выбросов вредных веществ в атмосферу в 2018 году составил 429.4 тонн при уменьшении на 39.2 тонны в сравнении с 2017 годом. Фактический объем выбросов в атмосферу в 2018 году был практически в два раза меньше установленного лимита в размере 912.3 тонн (2017 год: 918.8 тонн).

Фактическое выполнение природоохранных мероприятий в 2018 году составило 167,229 тыс. тенге (2017 год: 168,900 тыс. тенге), при этом превысив

запланированный объем мероприятий на сумму 80,569 тыс. тенге.

Промышленные отходы по мере накопления вывозятся и утилизируются согласно договорам со специализированными организациями. В течение 2018 года было вывезено и утилизировано 625 тонн (2017 год: 575 тонн) нефтяного шлама, который образовался в результате очистки резервуаров для хранения нефти.

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

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

- Получение актуальной информации, необходимой для принятия решений, в том числе контрольные показатели качества окружающей среды и сбор информации о нормативно-правовых актах, применяемых к процессам добычи углеводородов, которые потенциально могут оказать негативное воздействие на окружающую среду;
- Снижение негативного влияния процессов добычи углеводородов на окружающую среду и здоровья людей;
- Повышение эффективности использования природных энергетических ресурсов;

- Разработка превентивных оперативных мер аварийного реагирования;
- Повышение уровня экологических знаний и ответственности среди сотрудников и руководителей;
- Подготовку докладов о природоохранной деятельности и рисках для здоровья местного населения;
- Обеспечение более тщательного соблюдения природоохранных требований;
- Учет экологических рисков при принятии финансовых и инвестиционных решений.

#### **Благотворительность и спонсорство**

В 2018 году Компания оказала спонсорскую помощь в размере 1,500 тыс. тенге (2017 году: 7,695 тыс. тенге), которая, в основном, включала в себя помощь детям-инвалидам и ОО «Атырауской областной Федерации тайского бокса», (2017 году: Атыраускому городскому филиалу республиканского общественного объединения Организация ветеранов и ОО «Федерации Дзюдо Мангистауской области»).



## КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

### Система корпоративного управления

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

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

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

Основополагающими принципами являются:

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

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

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

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

### Общая структура корпоративного управления

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

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

Система органов Компании включает:

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

### Совет директоров

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

- Совет директоров должен установить стратегические цели, обеспечить наличие финансовых и людских ресурсов и контролировать деятельность руководства Компании для достижения данных целей.

#### Генеральный директор

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

#### Корпоративный секретарь

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

#### Раскрытие информации и прозрачность

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

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

#### Финансовая отчетность

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

#### Внешний аудит

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

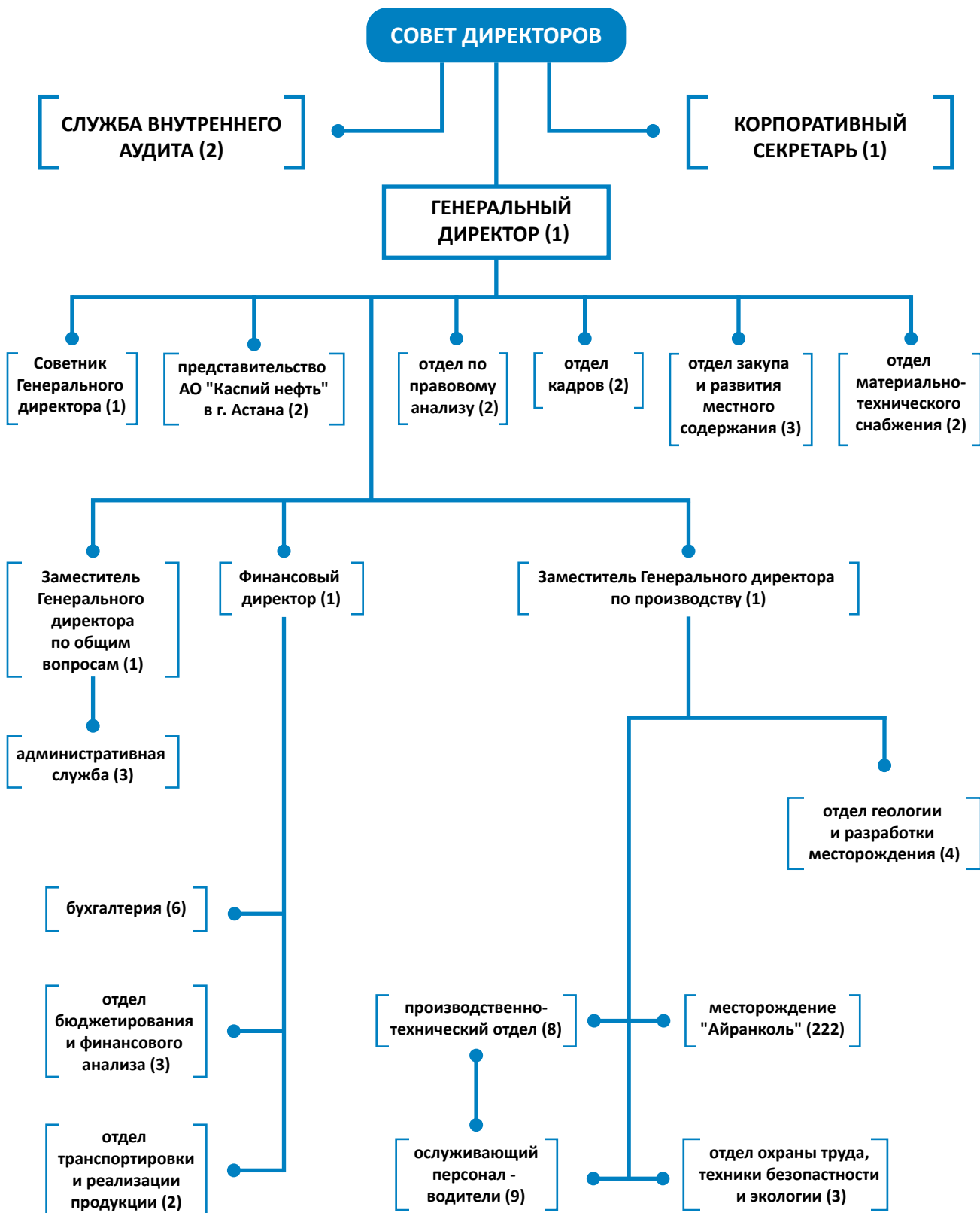
#### Акционерный капитал

##### Информация об акционерном капитале

В течение 2018 года операций с акционерным капиталом не было.

В 2017 году Компания увеличила количество находящихся в обращении акций с 10,000 до 100,000 штук за счёт пропорционального дробления каждой первоначальной акции. При этом эмиссии новых акций не было. По состоянию на 31 декабря 2017 года акционерный капитал Компании составил 100,000 тыс. тенге, и включал 100,000 штук обыкновенных акций номинальной стоимостью 1 тыс. тенге каждая. Все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены. По состоянию на 31 декабря 2017 года 100% акций Компании принадлежит Precious Oil Products B.V. (далее – «POP»), Нидерланды.

## Организационная структура





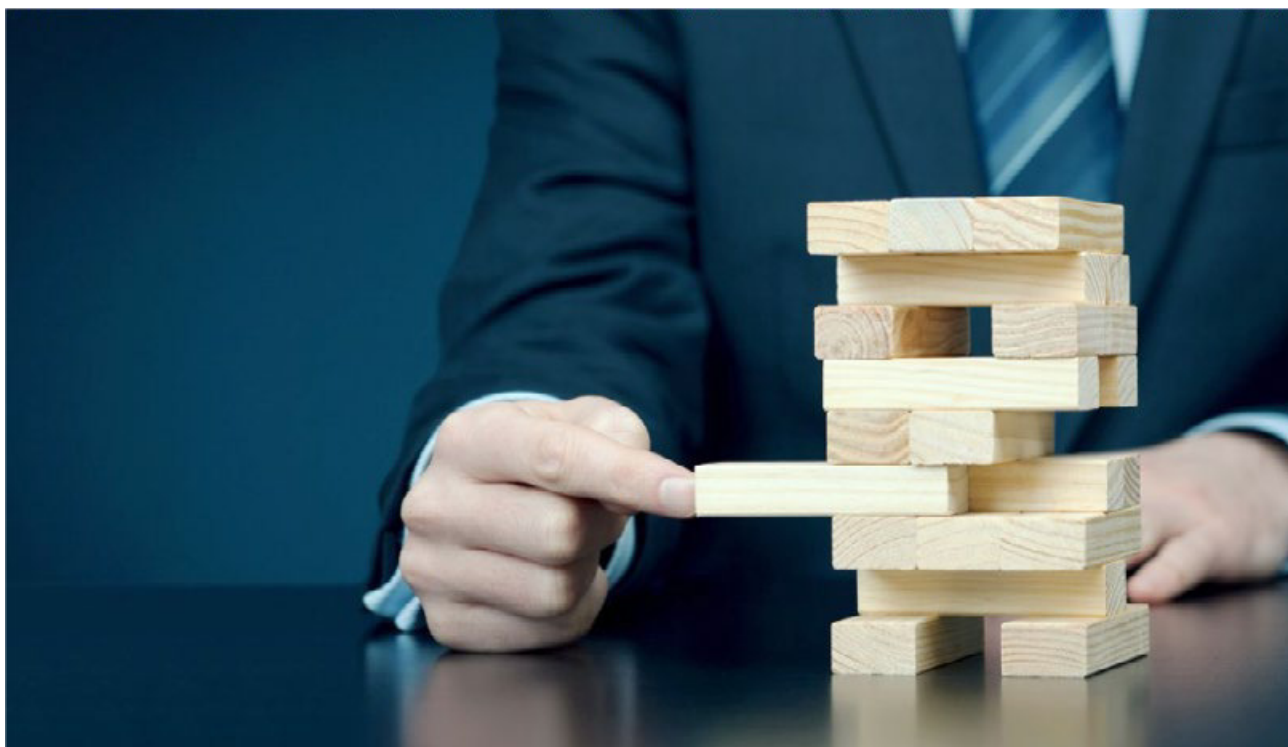
## Совет директоров

## Состав Совета директоров до 14 августа 2018 года

№	ФИО и дата рождения	Компания и должность	Время работы	Сфера деятельности
1	<b>Аубакиров Аскар Акимбаевич</b> 29.05.1970	Казахстанская ассоциация организации нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», Советник Председателя	13.01.2012 - по настоящее время	Нефтегазовая и энергетическая отрасль
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (Председатель Совета Директоров)	07.03.2016 - 26.07.2017	Недропользователь
		Председатель координационного совета ТОО «Intelligent Consulting Solutions»	07.04.2016 - по настоящее время	Консультирование по вопросам коммерческой деятельности и управления
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (Председатель Совета Директоров)	22.09.2017 - по 13.08.2018	Недропользователь
2	<b>Болат Ерлібек</b> 20.12.1982	Начальник отдела геологии ТОО «РД КМГ Разведочные активы»	08.03.2012 - 23.11.2013	Недропользователь
		Главный геолог АО «Кристалл Менеджмент»	15.04.2014 - по настоящее время	Недропользователь
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (независимый директор)	22.09.2017 - по 13.08.2018	Недропользователь
3	<b>Журсунов Рустам Манарбекович</b> 16.02.1976	Исполнительный директор по правовым вопросам ОЮЛ «KAZENERGY»	08.06.2012 - 19.01.2015	Некоммерческая организация
		Председатель Наблюдательного совета ТОО «Petroleum Operating»	08.08.2012 - 09.02.2015	Реализация ГСМ
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть»	08.12.2012 - 26.07.2017	Недропользователь
		Член Совета директоров (независимый директор) АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа»	21.08.2013 - по настоящее время	Мониторинг нефтегазовой отрасли Республики Казахстан
		Генеральный директор АО «Региональное»	02.09.2013 - 01.01.2016	Инвестиционная деятельность
		Член Совета директоров (независимый директор) АО «Управляющая компания СЭЗ «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк»	01.11.2013 - по настоящее время	Нефтехимический технопарк
		Член Наблюдательного совета «Petroleum Holding»	27.12.2013 - 10.06.2016	Холдинговая компания
		Член Наблюдательного совета ТОО «Фирма «АЛМЭКС ПЛЮС»	08.09.2014 - 31.03.2016	Инвестиционная деятельность
		Член Наблюдательного совета ТОО «КазАзот»	01.11.2014 - 21.12.2016	Производство аммиака и аммиачной селитры
		Заместитель Председателя Правления Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан	20.01.2015 - по настоящее время	Некоммерческая, саморегулируемая организация
		Член Совета директоров АО «КазАзот»	16.03.2017 - по настоящее время	Производство аммиака и аммиачной селитры
4	<b>Ибрашев Кенжебек Ниязович</b> 14.07.1958	Член Наблюдательного совета ТОО «КазАзот»	14.05.2013 - 21.12.2016	Производство аммиака и аммиачной селитры
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (независимый директор)	08.12.2012 - 26.07.2017	Недропользователь
		Генеральный директор ТОО «PSA»	декабрь 2013 - январь 2017	Представление интересов государства по контрактам СРП
		Член Совета директоров АО «КазАзот» (независимый директор)	16.03.2017 - по настоящее время	Производство аммиака и аммиачной селитры
		АО «КБТУ», Президент, член Совета Директоров	27.04.2017 - по настоящее время	Высшее учебное заведение
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (независимый директор)	22.09.2017 - 13.08.2018	Недропользователь
5	<b>Имашев Бағытқали Урынғалиевич</b> 05.01.1979	Технический директор АО "Каспий нефть"	май 2016 - 31.05.2016	Недропользователь
		Генеральный директор АО «Каспий нефть»	01.06.2016 - по настоящее время	Недропользователь
		Член Совета директоров АО «Каспий нефть»	22.09.2017 - по 13.08.2018	Недропользователь

## Состав Совета Директоров АО «Каспий нефть» с 14 августа 2018 года

№	ФИО и дата рождения	Компания и должность	Время работы	Сфера деятельности
1	Утегалиев Сисенгали 09.06.1950	Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (Председатель Совета Директоров)	август 2014 - по настоящее время	Недропользование
		Член координационного совета ТОО «Intelligent Consulting Solutions» по производственным вопросам	апрель 2016 - по настоящее время	Консультирование по вопросам коммерческой деятельности и управления
2	Кишимбаева Сауле Бактиреевна 26.05.1968	Член Совета директоров АО «Каспий нефть» (независимый директор)	август 2018 - по настоящее время	Недропользование
3	Найзабекова Светлана Мырзахановна 03.02.1967	Член Совета директоров АО «Каспий нефть»	август 2018 - по настоящее время	Недропользование



### Исполнительный орган

С августа 2009 года до июня 2016 года Генеральным директором АО «Каспий нефть» являлся Абайылданов Бекзат Калышпекович. 17 июня 2016 года его сменил Имашев Багыткали Урынғалиевич, ранее являвшийся техническим директором Компании. 11 июня 2018 года на пост Генерального директора АО «Каспий нефть» назначен Елеусинов Каирбек Сагинбаевич.

Вся биография Каирбека Сагинбаевича связана с нефтедобычей. Последнее занимаемые должности: директор ПФ «Озенмунайгаз» АО «РД Казмунайгаз», первый вице-президент АО «Каражанбасмунай», заместитель генерального директора по производству АО «РД Казмунайгаз».

Генеральный директор не владеет акциями Компании.

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

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

Основными задачами Службы внутреннего аудита являются:

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

Для достижения данных задач, Служба внутреннего аудита выполняет следующие функции:

- Проводит внутренний аудит контролей в Компании;

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

### Информация о дивидендах

Дивидендная политика Компании обеспечивает повышение благосостояния акционеров и рост капитализации.

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

В течение 2018 года, в соответствии с решениями Единственного акционера Компания объявила дивиденды в сумме 41,592,92 тыс. тенге, (2017 год: 25,230,766 тыс. тенге), в том числе 12,933,731 тыс. тенге за первое полугодие 2018 года, 15,672,709 тыс. тенге за 2017 год и 12,923,452 тыс. тенге за 2012-2016 годы.

В течение 2018 года, в соответствии с решениями Единственного акционера Компания выплатила дивиденды в сумме 41,503,831 тыс. тенге (2017 год: 25,249,261 тыс. тенге).

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

## Расчет базовой прибыли на одну акцию

тыс. тенге	2018	2017
Чистая прибыль за год	21,476,628	26,522,378
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	<b>21,476,628</b>	<b>26,522,378</b>
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль на одну простую акцию	<b>215</b>	<b>265</b>

Базовая прибыль на акцию составила 215 тыс. тенге в сравнении с 265 тыс. тенге в 2017 году, снизившись на 19%.

## Расчет балансовой стоимости одной акции

тыс. тенге	2018	2017
Активы, всего	133,678,474	43,354,196
Нематериальные активы	(210,245)	(4,893)
Обязательства, всего	(125,035,577)	(14,658,035)
Итого чистые активы	<b>8,432,652</b>	<b>28,691,268</b>
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость одной простой акции	<b>84</b>	<b>287</b>

Балансовая стоимость акции составила 84 тыс. тенге в сравнении с 287 тыс. тенге в 2017 году, снизившись на 71%.

## **Информационная политика в отношении инвесторов**

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

## **Информация о вознаграждениях**

Компенсация членам Совета директоров за 2018 год составила 65,846 тыс. тенге (2017 год: 96,252 тыс. тенге) и была признана в составе общих и административных расходов.

Вознаграждения и премии исполнительному органу за 2018 год составили 131,925 тыс. тенге (2017 год: 133,605 тыс. тенге) и были признаны в составе общих и административных расходов.

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

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

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

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

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

Корпоративный секретарь подотчетен Совету директоров Компании и обеспечивает четкое взаимодействие между органами Компании в соответствии с положениями Устава и другими

внутренними документами Компании, а также информирует должностных лиц Компании о новых тенденциях в развитии корпоративного управления.

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

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

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

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

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

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

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

Ответственность членов Совета директоров закреплена в Положении о Совете директоров Компании.

Заседания Совета директоров проводятся на регулярной основе. В течение 2018 года было проведено 2 очных заседания (2017: 1) и принято 60 решений заочного голосования (2017: 34).

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



# ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ



## ЗАЯВЛЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Руководство отвечает за подготовку финансовой отчетности АО «Каспий нефть» («Компания»), достоверно отражающей финансовое положение Компании по состоянию на 31 декабря 2018 года, а также финансовые результаты ее деятельности, движение денежных средств и изменения в собственном капитале за 2018 год, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

При подготовке финансовой отчетности руководство несет ответственность за:

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

Руководство Компании также несет ответственность за:

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

Финансовая отчетность Компании за год, закончившийся 31 декабря 2018 года была утверждена руководством 19 апреля 2019 года.



От имени руководства Компании:

Елеусинов К.С.  
Генеральный директор

Махина А. Т.  
Финансовый директор

Лебедева С. В.  
Главный бухгалтер

19 апреля 2019 г.  
г. Атырау, Республика Казахстан



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Совету директоров и акционеру  
АО «Каспий нефть»:

### Мнение

Мы провели аудит финансовой отчетности АО «Каспий нефть» (далее – «Компания»), состоящей из отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2018 года, отчета о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе, отчета об изменениях собственного капитала и отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Компании по состоянию на 31 декабря 2018 года, а также ее финансовые результаты и 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 указаны в разделе «Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Компании в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров («Кодекс») и этическими требованиями, применимыми к аудиту финансовой отчетности в Республике Казахстан. Нами также выполнены прочие этические обязанности, установленные этими требованиями и Кодексом. Мы полагаем, что получили достаточные и надлежащие аудиторские доказательства для выражения мнения.

**Ключевые вопросы аудита**

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

<b>Почему мы считаем вопрос ключевым для аудита?</b>	<b>Что было сделано в ходе аудита?</b>
<p><b>Резерв по кредитным убыткам в отношении займов выданных</b></p> <p>Компания осуществила переход на МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» с 1 января 2018 года.</p> <p>МСФО (IFRS) 9 ввел новые сложные требования, включая модель ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) на предмет обесценения финансовых активов. Модель ОКУ требует учитывать прогнозную информацию, которая является обоснованной и может быть подтверждена, и в целом приводит к более раннему признанию обесценения.</p> <p>Дисконтированная балансовая стоимость займов выданных составляет 78,024,344 тыс. тенге, а размер резерва по ОКУ составляет 396,483 тыс. тенге, как указано в Примечании 8 к настоящей финансовой отчетности.</p> <p>Мы определили оценку ожидаемых кредитных убытков по выданным займам в качестве ключевого вопроса аудита поскольку оно требует от руководства применения существенного суждения в следующих областях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- определение критериев для оценки того, было ли значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания займа;</li> <li>- оценка вероятности дефолта и уровня потерь в случае наступления дефолта; и</li> <li>- объединение соответствующей прогнозной информации и допущений.</li> </ul>	<p>Мы проанализировали учетную политику Компании в отношении обесценения финансовых активов, а также оценили методологию на соответствие требованиям МСФО (IFRS) 9.</p> <p>Мы получили понимание о процессах Компании по оценке, измерению и мониторингу уровня ОКУ.</p> <p>Мы проверили методологию, используемую для расчета ОКУ, на соответствие требованиям МСФО (IFRS) 9.</p> <p>Мы рассмотрели корректность вероятности дефолта и уровня потерь в случае наступления дефолта, использованных в расчете ОКУ путем независимой разработки диапазонов с использованием внешних данных и общедоступной информации, при ее наличии.</p> <p>Мы подтвердили внешние данные и прогнозные допущения, использованные в модели ОКУ, в сравнении с общедоступной информацией, при ее наличии.</p> <p>Мы проанализировали суждения и допущения руководства, использованные при оценке ОКУ на дату первоначального признания, и проверили оценку изменений кредитного риска на дату изменения займа и на отчетную дату.</p> <p>Мы проверили корректность и полноту раскрытий в отношении МСФО (IFRS) 9, касающихся остатков задолженности по выданным займам.</p>

**Прочая информация**

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

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

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

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

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

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

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

Лица, отвечающие за корпоративное управление, отвечают за надзор за подготовкой финансовой отчетности Компании.

**Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности**

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

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

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

**Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за финансовую отчетность, продолжение**

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

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

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

Из числа вопросов, о которых мы проинформировали лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем наиболее значимые для аудита финансовой отчетности за отчетный период – ключевые вопросы аудита.



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



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

19 апреля 2019 г.  
г. Алматы, Республика Казахстан



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



Нурлан Бекенов  
Генеральный директор  
ТОО «Делойт»

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	5	26,067,957	26,064,583
Нематериальные активы	6	210,245	4,893
Незавершенное строительство	7	2,215,345	2,362,840
Активы по отложенному налогу	16	1,818,510	–
Займы выданные	8	59,736,841	–
Прочие долгосрочные активы	9	116,964	151,927
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	353,986	297,920
		<b>90,519,848</b>	<b>28,882,163</b>
<b>Текущие активы</b>			
Товарно-материальные запасы	11	942,585	1,296,104
Торговая дебиторская задолженность	12	7,006,406	6,235,658
Займы выданные	8	17,891,020	–
Прочие текущие активы	13	1,663,363	2,572,688
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,655,252	4,367,583
		<b>43,158,626</b>	<b>14,472,033</b>
<b>ИТОГО АКТИВЫ</b>		<b>133,678,474</b>	<b>43,354,196</b>
<b>СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Собственный капитал</b>			
Акционерный капитал	15	100,000	100,000
Нераспределенная прибыль		8,542,897	28,596,161
		<b>8,642,897</b>	<b>28,696,161</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Обязательство по отложенному налогу	16	422,141	1,282,510
Банковские займы	17	87,531,103	–
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения	18	854,522	898,505
Прочие долгосрочные финансовые обязательства	19	539,692	498,407
		<b>89,347,458</b>	<b>2,679,422</b>
<b>Текущие обязательства</b>			
Торговая кредиторская задолженность	20	353,675	1,178,373
Банковские займы	17	18,247,900	–
Налог на прибыль к уплате	21	11,622,300	7,085,061
Прочие налоги к уплате	21	4,853,916	3,086,663
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22	610,328	628,516
		<b>35,688,119</b>	<b>11,978,613</b>
<b>ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>125,035,577</b>	<b>14,658,035</b>
<b>ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>133,678,474</b>	<b>43,354,196</b>
Балансовая стоимость одной простой акции, тыс.тенге	15	84	287

От имени руководства Компании:

**Елеусинов К.С.**  
Генеральный директор

**Махина А.Т.**  
Финансовый директор

**Лебедева С.В.**  
Главный бухгалтер

19 апреля 2019 года,  
г. Атырау, Республика Казахстан

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
Выручка	23	111,223,695	84,189,524
Себестоимость реализованной продукции	24	(18,509,854)	(14,943,389)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>92,713,841</b>	<b>69,246,135</b>
Расходы по реализации	25	(37,970,993)	(26,301,847)
Общие и административные расходы	26	(1,768,188)	(1,889,328)
Финансовые доходы	27	2,695,681	42,182
Финансовые расходы	27	(17,412,033)	(123,728)
Убыток от курсовой разницы, нетто	29	(1,891,484)	(151,282)
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	5,181,187	–
Резервы по ожидаемым кредитным убыткам для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости	8	(396,483)	–
Прочие доходы (расходы), нетто		142,988	(307,846)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>41,294,516</b>	<b>40,514,286</b>
Расходы по налогу на прибыль	16	(19,817,888)	(13,991,908)
<b>Прибыль и итого совокупный доход за год</b>		<b>21,476,628</b>	<b>26,522,378</b>
<b>Прибыль на акцию</b>			
Базовая прибыль на одну простую акцию (в тыс.тенге за акцию)	15	215	265

От имени руководства Компании:

**Елеусинов К.С.**  
Генеральный директор

**Махина А.Т.**  
Финансовый директор

**Лебедева С.В.**  
Главный бухгалтер

19 апреля 2019 года,  
г. Атырау, Республика Казахстан

тыс. тенге	Прим.	Акционерный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого
<b>На 1 января 2017</b>		<b>100,000</b>	<b>27,304,549</b>	<b>27,404,549</b>
Прибыль за год		–	26,522,378	26,522,378
Дивиденды объявленные	15	–	(25,230,766)	(25,230,766)
<b>На 31 декабря 2017</b>		<b>100,000</b>	<b>28,596,161</b>	<b>28,696,161</b>
Прибыль за год		–	21,476,628	21,476,628
Дивиденды объявленные	15	–	(41,529,892)	(41,529,892)
<b>На 31 декабря 2018</b>		<b>100,000</b>	<b>8,542,897</b>	<b>8,642,897</b>

От имени руководства Компании:

**Елеусинов К.С.**  
Генеральный директор

**Махина А.Т.**  
Финансовый директор

**Лебедева С.В.**  
Главный бухгалтер

19 апреля 2019 года,  
г. Атырау, Республика Казахстан

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
<b>ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>			
Средства, полученные от клиентов		113,242,643	84,502,460
Платежи поставщикам и работникам		(13,043,721)	(22,356,107)
<b>Денежные средства от операционной деятельности до процентов полученных, налога на прибыль и отчислений в бюджет</b>		<b>100,198,922</b>	<b>62,146,353</b>
Проценты полученные		27,459	26,076
Налог на прибыль уплаченный		(17,956,856)	(13,540,984)
Отчисления в бюджет		(37,857,516)	(16,123,759)
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>44,412,009</b>	<b>32,507,686</b>
<b>ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>			
Приобретение основных средств и платежи по незавершенному строительству		(6,751,403)	(7,580,830)
Предоставленные займы выданные	8	(95,237,470)	–
Проценты полученные по займам выданным	8	323,008	–
Погашение займов выданных	8	10,830,992	–
Поступления от выбытия основных средств		2,940	–
Депозит на финансирование будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения		(42,177)	(41,450)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(90,874,110)</b>	<b>(7,622,280)</b>
<b>ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>			
Дивиденды выплаченные	15	(41,503,831)	(25,249,261)
Поступления от займов	17	188,014,020	–
Проценты уплаченные	17	(1,527,485)	–
Погашение займов	17	(89,276,400)	–
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>55,706,304</b>	<b>(25,249,261)</b>
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		9,244,203	(363,855)
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	14	4,367,583	4,796,055
Влияние изменения курса иностранной валюты на денежные средства и их эквиваленты		2,043,466	(64,617)
<b>Денежные средства и их эквиваленты, на конец года</b>	<b>14</b>	<b>15,655,252</b>	<b>4,367,583</b>

От имени руководства Компании:

**Елеусинов К.С.**  
Генеральный директор

**Махина А.Т.**  
Финансовый директор

**Лебедева С.В.**  
Главный бухгалтер

19 апреля 2019 года,  
г. Атырау, Республика Казахстан



## 1. Общая информация

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

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

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов 100% доля владения Компанией принадлежала Precious Oil Products B.V. (далее – «POP»), зарегистрированной в Нидерландах. Конечной контролирующей стороной POP является Glenville Asset Management Pte Ltd в качестве Доверительного управляющего Steppe Capital Pte Ltd, конечной холдинговой компанией, зарегистрированной в Сингапуре. Конечным владельцем Компании является г-н. Т. А. Кулибаев.

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

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

## 2. Принятие новых и пересмотренных международных стандартов финансовой отчетности

### Стандарты, оказывающие влияние на финансовую отчетность

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

- МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»;
- МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями» (а также соответствующие разъяснения);
- КРМФО 22 «Операции в иностранной валюте и предоплата возмещения»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций»;
- Поправки к МСФО (IAS) 40 «Перевод в состав инвестиционной недвижимости»;
- Поправки к МСФО (IFRS) 4 «Применение МСФО (IFRS) 9 с МСФО (IFRS) 4 Договоры страхования»;
- Поправки к другим МСФО Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2014-2016 годов.

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

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

### МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

МСФО (IFRS) 9, выпущенный в ноябре 2009 года, вводит новые требования к классификации и оценке финансовых активов (ФА). В октябре 2010 года в стандарт были внесены поправки, которые ввели новые требования к классификации и оценке финансовых обязательств (ФО) и к прекращению их признания. В ноябре 2013 года стандарт был дополнен новыми требованиями по учету хеджирования. Обновленная версия стандарта была выпущена в июле 2014 года. Основные изменения относились к а) требованиям к обесценению финансовых активов; б) поправкам в отношении классификации и оценки, заключающимся в добавлении новой категории финансовых активов «оцениваемые по справедливой стоимости через прочие совокупные доходы» (ОССЧПСД) для определенного типа простых долговых инструментов.

Основные требования МСФО (IFRS) 9:

- **Классификация и оценка финансовых активов.** Все признанные ФА, которые находятся в сфере действия МСФО (IFRS) 9, должны оцениваться после первоначального признания либо по амортизированной стоимости, либо по справедливой стоимости. В частности, долговые инструменты, удерживаемые в рамках бизнес-модели, нацеленной на получение предусмотренных договором денежных потоков, включающих только основную сумму и проценты по ней, как правило, оцениваются по амортизированной стоимости. Долговые инструменты, удерживаемые в рамках бизнес-модели, цель которой достигается как получением предусмотренных договором денежных потоков, так и продажей финансового актива, а также имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга, обычно отражаются по ОССЧПСД. Все прочие долговые и долевыми инструментами оцениваются по справедливой стоимости. Кроме того, организация в соответствии с МСФО (IFRS) 9 может принять решение, без права его последующей отмены, представлять последующие изменения стоимости долевыми инструментами (не предназначенных для торговли и не являющихся условным возмещением, признанным приобретателем в рамках сделки по объединению бизнесов) в составе прочего совокупного дохода с признанием в прибылях или убытках только дохода от дивидендов.
- **Классификация и оценка финансовых обязательств.** Изменения справедливой стоимости финансовых обязательств, классифицированных как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, связанные с изменением их собственных кредитных рисков, должны признаваться в прочем совокупном доходе, если такое признание не приводит к созданию или увеличению учетного дисбаланса в прибылях или убытках. Изменение справедливой стоимости в связи с изменением собственного кредитного риска финансовых обязательств не подлежит последующей реклассификации в отчет о прибылях и убытках. В соответствии с МСФО (IAS) 39, изменения справедливой стоимости финансовых обязательств, классифицированных как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, целиком признавались в отчете о прибылях и убытках.
- **Обесценение.** При определении обесценения финансовых активов МСФО (IFRS) 9 требует применять модель ожидаемых кредитных убытков вместо модели понесенных потерь, которая предусмотрена МСФО (IAS) 39. Модель ожидаемых кредитных убытков требует учитывать предполагаемые кредитные убытки и их изменения на каждую отчетную дату, чтобы отразить изменения в уровне кредитного риска с даты признания финансовых активов. Другими словами, теперь нет необходимости ждать событий, подтверждающих высокий кредитный риск, чтобы признать обесценение.
- **Учет хеджирования.** Новые правила учета хеджирования сохраняют три типа отношений хеджирования, установленные МСФО (IAS) 39. МСФО (IFRS) 9 содержит более мягкие правила в части возможности применения учета хеджирования к различным транзакциям, расширен список финансовых инструментов, которые могут быть признаны инструментами хеджирования, а также список типов компонентов рисков нефинансовых статей, к которым можно применять учет хеджирования. Кроме того, концепция теста на эффективность была заменена принципом наличия экономической взаимосвязи. Ретроспективная оценка эффективности учета хеджирования больше не требуется. Требования к раскрытию информации об управлении рисками были существенно расширены.

Компания применила модифицированный ретроспективный подход МСФО (IFRS) 9, который не оказал существенного влияния на финансовое положение и результаты деятельности Компании.

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

В мае 2014 года был опубликован МСФО (IFRS) 15, в котором установлена единая комплексная модель учета выручки по договорам с покупателями. После вступления в силу МСФО (IFRS) 15 заменит действующие стандарты по признанию выручки, включая МСФО (IAS) 18 «Выручка», МСФО (IAS) 11 «Договоры на строительство» и соответствующие интерпретации.

Ключевой принцип МСФО (IFRS) 15: организация должна признавать выручку по мере передачи обещанных товаров или услуг покупателям в сумме, соответствующей вознаграждению, на которое, как организация ожидает, она имеет право, в обмен на товары или услуги. В частности, стандарт вводит пятиэтапную модель признания выручки:

- Определить договор (договоры) с покупателем.
- Определить обязанности к исполнению по договору.
- Определить цену сделки.
- Распределить цену сделки между обязанностями к исполнению по договору.
- Признать выручку, когда/по мере того как организация выполнит обязанности к исполнению по договору.

В соответствии с МСФО (IFRS) 15, организация признает выручку, когда или по мере того, как выполняется обязательство исполнителя, т.е. когда контроль над товарами или услугами, составляющими обязательство исполнителя, переходит к покупателю. Стандарт содержит более детальные требования в отношении учета разных типов сделок. Кроме этого, МСФО (IFRS) 15 требует раскрытия большего объема информации.

Компания применила модифицированный ретроспективный подход. Применение МСФО (IFRS) 15 не оказало существенного влияния на финансовое положение и результаты деятельности Компании.

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

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

- МСФО (IFRS) 16 «Аренда»<sup>1</sup>;
- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»<sup>2</sup>;
- КРМФО 23 «Неопределенность в отношении правил исчисления налога на прибыль»<sup>2</sup>;
- Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной организацией или совместным предприятием»<sup>3</sup>;
- Поправки к МСФО (IFRS) 9 «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»<sup>2</sup>;
- Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»<sup>1</sup>;
- Ежегодные усовершенствования МСФО, период 2015-2017 годов<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2019 года, с возможностью досрочного применения.

<sup>2</sup> Действуют в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2021 года, с возможностью досрочного применения.

<sup>3</sup> Дата вступления в силу будет определена позднее, возможно досрочное применение.

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

### 3. Основные принципы учетной политики

#### Основа подготовки финансовой отчетности

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Функциональная валюта и валюта представления

Функциональной валютой и валютой представления финансовой отчетности Компании является тенге. Цифры были округлены до ближайшей тысячи тенге, если не указано иное.

#### Принцип непрерывной деятельности

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

### **Использование оценок и допущений**

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

### **Финансовые инструменты**

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

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

### **Финансовые активы**

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

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

#### *Классификация финансовых активов:*

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

- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, целью которой является получение предусмотренных договором денежных потоков; и
- финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.
- Долговые инструменты, которые соответствуют следующим критериям, после первоначального признания оцениваются по справедливой стоимости через прочий совокупный доход:
- финансовые активы, удерживаемые в рамках бизнес-модели, цель которой достигается как получением предусмотренных договором денежных потоков, так и продажей финансового актива; и
- финансовые активы, имеющие договорные условия, которые обуславливают получение денежных потоков, являющихся исключительно погашением основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

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

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

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

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

Финансовые активы классифицируются в каждой из категорий оценки в соответствии с учетной политикой, указанной выше. Информация об управлении финансовыми рисками представлена в Примечании 32.

#### *Амортизированная стоимость*

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

#### *Доходы и расходы от курсовых разниц*

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

#### *Обесценение финансовых активов*

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

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

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

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

#### *Значительное увеличение кредитного риска*

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

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

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

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

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

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

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

Финансовый инструмент определяется как имеющий низкий кредитный риск, если:

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

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

#### *Определение дефолта*

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

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

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

#### *Кредитно-обесцененные финансовые активы*

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

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

#### *Списание активов*

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



#### *Измерение и признание ожидаемых кредитных убытков*

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

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

#### *Прекращение признания финансовых активов*

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

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

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

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

#### Финансовые обязательства

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

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

#### *Договоры финансовых гарантий*

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

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

- стоимости обязательств, определяемой в соответствии с МСФО (IAS) 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы»;
- первоначально признанной суммы за вычетом, если это необходимо, суммы накопленной амортизации, признанной в соответствии с политикой признания выручки.

#### *Прибыль и убытки от курсовых разниц*

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

#### *Прекращение признания финансовых обязательств*

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

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

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

## Основные средства

### Нефтегазовые активы

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

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

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

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

### Основные средства

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

Износ данных активов рассчитывается с использованием прямолинейного метода следующим образом:

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

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

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

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

#### Незавершенное строительство

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

#### Нематериальные активы

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

#### Обесценение долгосрочных активов

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

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

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

#### Товарно-материальные запасы

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

## **Денежные средства и их эквиваленты**

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

## **Налог на прибыль**

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

### *Текущий налог*

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

### *Отложенный налог*

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

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

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

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

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

#### Налог на сверхприбыль

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

#### Пенсионные обязательства

В соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Компания осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 212,130 тенге в месяц в 2018 году (в 2017 году: 183,443 тенге в месяц) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Эти суммы относятся на расходы в момент их возникновения. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по заработной плате в отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов Компания не имела обязательств перед своими нынешними или бывшими работниками по дополнительным пенсионным выплатам, затратам на медицинское обслуживание после ухода на пенсию, страховым выплатам или иным льготам при уходе на пенсию.

#### Социальные обязательства

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

#### Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений

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

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

### Обязательства по развитию социальной инфраструктуры

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

### Обязательства по возмещению исторических затрат

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

### Резервы

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

### Операции в иностранной валюте

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

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

	31 декабря 2018 года	31 декабря 2017 года
1 доллар США – обменный курс на конец года (к тенге)	384.20	332.33

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

	2018 год	2017 год
1 доллар США – обменный курс средний за год (к тенге)	344.71	326.00

### 3. Основные принципы учетной политики, продолжение

#### Признание дохода

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

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

#### Прибыль на акцию и балансовая стоимость акций

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

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

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

$$BVcs = NAV / NOcs, \text{ где}$$

BVcs (book value per common share) балансовая стоимость одной простой акции на дату расчета;

NAV (net asset value) чистые активы для простых акций на дату расчета;

NOcs (number of outstanding common shares) количество простых акций на дату расчета.

Чистые активы для простых акций рассчитываются по формуле:

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

TA (total assets) активы эмитента акций в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;

IA (intangible assets) нематериальные активы в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;

TL (total liabilities) обязательства в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета;

PS (preferred stock) сальдо счета "уставный капитал, привилегированные акции" в отчете о финансовом положении эмитента акций на дату расчета.



#### 4. Критические учетные суждения и основные источники неопределенности оценок

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

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

##### **Сроки полезной службы основных средств**

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

##### **Обесценение активов**

На каждую отчетную дату Компания оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение активов. В случае выявления любого такого признака Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости активов, что требует оценки стоимости использования актива. При оценке стоимости использования Компания оценивает будущие потоки денежных средств от использования актива и подходящую ставку дисконтирования для расчета текущей стоимости данных денежных потоков.

##### **Резерв по ликвидации и восстановлению месторождений**

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

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

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

##### **Запасы нефти**

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

##### **Отложенный налог на прибыль**

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

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

##### Значительное увеличение кредитного риска

Как поясняется в Примечании 3, величина ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) оценивается в сумме оценочного резерва, равного кредитным убыткам, ожидаемым в пределах 12 месяцев (для активов первой стадии) или в течение всего срока кредитования (для активов второй и третьей стадии). Актив переходит во вторую стадию при значительном увеличении кредитного риска по нему с момента первоначального признания. В МСФО (IFRS) 9 не содержится определение значительного повышения кредитного риска. При оценке значительности увеличения кредитного риска по отдельному активу Компания учитывает, как качественную, так и количественную прогнозную информацию, которая является обоснованной и может быть подтверждена. Руководство считает, с момента первоначального признания первоначальной и новой (измененной) суммы выданных займов существенных изменений не произошло, и что величина ожидаемых кредитных убытков оценивается в сумме оценочного резерва, равного кредитным убыткам, ожидаемым в пределах 12 месяцев.

##### Расчет резерва под ожидаемые кредитные убытки

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

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

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

## 5. Основные средства

Прим	тыс. тенге	Земля	Здания, сооружения и основные средства для добычи нефти	Прочие нефтегазовые активы	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочие основные средства	Итого
		722	-	-	5,921,152	586,221	195,584	37,138,902
	На 1 января 2017 года	-	-	-	145,020	-	5,309	467,510
	Поступило	-	-	-	1,206,813	-	20,682	5,194,608
7	Перевод из незавершенного строительства	-	-	-	-	-	-	-
18	Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения	-	-	-	-	-	-	71,660
18	Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения	-	-	-	-	-	-	-
	Перемещение между счетами	-	-	-	(8,409)	-	-	(185,042)
	Выбыло	-	(64,492)	-	(170,321)	-	(9,220)	(244,033)
	На 31 декабря 2017 года	722	31,299,895	3,241,748	7,094,255	594,630	212,355	42,443,605
	Поступило	-	245,349	71,671	196,187	2,696	1,830	517,733
7	Перевод из незавершенного строительства	-	3,434,424	-	987,421	31,704	33,873	4,487,422
18	Поступление к стоимости обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин	-	30,338	-	-	-	-	30,338
18	Изменения в допущениях в расчетах обязательства по ликвидации и восстановлению месторождения	-	(155,187)	-	-	-	-	(155,187)
	Перемещение между счетами	-	-	-	-	-	-	-
	Выбыло	-	(84,715)	-	(8,227)	(44,021)	(22,462)	(159,425)
	На 31 декабря 2017 года	722	34,770,104	3,313,419	8,269,636	585,009	225,596	47,164,486
	На 1 января 2017 года	-	(8,467,599)	(1,273,311)	(2,257,699)	(305,532)	(111,563)	(12,415,704)
	Начислено за год	-	(3,031,475)	(225,516)	(835,598)	(49,836)	(29,374)	(4,171,799)
	Исключено при выбытии	-	57,861	-	142,387	-	8,233	208,481
	На 31 декабря 2017 года	-	(11,441,213)	(1,498,827)	(2,950,910)	(355,368)	(132,704)	(16,379,022)
	Начислено за год	-	(3,539,872)	(224,020)	(995,145)	(48,414)	(31,854)	(4,839,305)
	Исключено при выбытии	-	56,451	-	7,606	39,011	18,730	121,798
	На 31 декабря 2018 года	-	(14,924,634)	(1,722,847)	(3,938,449)	(364,771)	(145,828)	(21,096,529)
	<b>БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ</b>							
	На 31 декабря 2017 года	722	19,858,682	1,742,921	4,143,345	239,262	79,651	26,064,583
	На 31 декабря 2018 года	722	19,845,470	1,590,572	4,331,187	220,238	79,768	26,067,957

По состоянию на 31 декабря 2018 года, стоимость полностью амортизированных основных средств составила 801,205 тыс. тенге (на 31 декабря 2017 года: 451,228 тыс. тенге).

## 6. Нематериальные активы

тыс. тенге	Прим.	2018
<b>Стоимость</b>		
На 1 января		19,357
Поступило		47,598
Перевод из незавершенного строительства	7	161,136
На 31 декабря		228,091
<b>Накопленная амортизация</b>		
На 1 января		(14,464)
Начислено амортизации за год		(3,382)
На 31 декабря		(17,846)
<b>Чистая балансовая стоимость</b>		
На 1 января		<b>4,893</b>
На 31 декабря		<b>210,245</b>

Начисленная амортизация за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, составила 759 тыс. тенге.

## 7. Незавершенное строительство

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
На 1 января		2,362,840	1,117,018
Поступило		4,823,522	6,449,825
Поступило из товарно-материальных запасов		71,210	62,863
Прочие поступления		7,702	989
Переведено в основные средства	5	(4,487,422)	(5,194,608)
Корректировка, связанная с получением дохода от реализации опытной добычи сырой нефти		(332,099)	–
Переведено в нематериальные активы	6	(161,136)	–
Списано		(69,272)	(73,247)
<b>На 31 декабря</b>		<b>2,215,345</b>	<b>2,362,840</b>

## 8. Займы выданные

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
На 1 января			
Основная сумма долга		95,237,470	–
Возврат		(10,830,992)	–
Корректировка справедливой стоимости на дату первоначального признания	28	(15,620,417)	–
Начисленные проценты	27	1,311,887	–
Проценты полученные		(323,008)	–
Доход от прекращения признания финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости		5,181,187	–
Амортизация корректировки справедливой стоимости	27	1,337,652	–
Доход от курсовой разницы, нетто		1,730,565	–
Резерв по ожидаемым кредитным убыткам		(396,483)	–
<b>На 31 декабря</b>		<b>77,627,861</b>	–
Классифицируется в отчете о финансовом положении как:			
Краткосрочные активы		17,891,020	–
Долгосрочные активы		59,736,841	–
		<b>77,627,861</b>	–

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

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

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

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

26 сентября 2018 года, Компания выдала заём материнской компании Precious Oil Products B.V. на сумму 75.5 млн. долларов США (эквивалентно 26,918,770 тыс. тенге), срок данного займа 30 октября 2019 года, необеспеченный и с годовой процентной ставкой 6% годовых.

## 9. Прочие долгосрочные активы

тыс. тенге

Расходы будущих периодов  
Долгосрочные авансы выданные

	2018	2017
Расходы будущих периодов	115,821	127,850
Долгосрочные авансы выданные	1,143	24,077
	<b>116,964</b>	<b>151,927</b>

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

## 10. Прочие долгосрочные финансовые активы

тыс. тенге

Депозит, ограниченный в использовании  
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании

	2018	2017
Депозит, ограниченный в использовании	293,543	251,366
Начисленные проценты по депозиту, ограниченному в использовании	60,443	46,554
	<b>353,986</b>	<b>297,920</b>

Срок размещения депозита, выраженного в тенге, истекает 15 октября 2029 года, проценты начисляются по ставке в размере 5.5% годовых. Данный депозит необходим в соответствии с требованием законодательства Республики Казахстан для финансирования будущих обязательств по ликвидации и восстановлению месторождения (см. Примечание 27).

## 11. Товарно-материальные запасы

тыс. тенге

Сырье и материалы  
Готовая продукция – сырая нефть

	2018	2017
Сырье и материалы	785,812	892,021
Готовая продукция – сырая нефть	156,773	404,083
	<b>942,585</b>	<b>1,296,104</b>

## 12. Торговая дебиторская задолженность

тыс. тенге	2018	2017
Торговая дебиторская задолженность	7,007,185	6,235,658
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(779)	–
	<b>7,006,406</b>	<b>6,235,658</b>

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

тыс. тенге	2018	2017
До 30 дней	7,006,406	6,235,658
Более 360 дней	779	–
	<b>7,007,185</b>	<b>6,235,658</b>

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

Кредитный период по реализованной нефти обычно не превышает 30 дней. На торговую дебиторскую задолженность проценты не начисляются.

Торговая дебиторская задолженность Компании была выражена в следующих валютах:

тыс. тенге	2018	2017
Доллар США	7,002,488	6,235,156
Тенге	3,918	502
	<b>7,006,406</b>	<b>6,235,658</b>

Движение резерва по сомнительным долгам в течение 2018 и 2017 годов представлено следующим образом:

тыс. тенге	2018	2017
На 1 января	–	–
Начислено	779	–
Восстановленная сумма в течение года	–	–
Списано	–	–
<b>На 31 декабря</b>	<b>779</b>	<b>–</b>

## 13. Прочие текущие активы

тыс. тенге	2018	2017
Авансы выданные	1,524,254	1,604,790
Расходы будущих периодов	93,647	666,145
Прочие налоги	36,945	58,617
Налог на добавленную стоимость	2,570	242,116
Прочее	5,947	1,020
	<b>1,663,363</b>	<b>2,572,688</b>

## 14. Денежные средства и их эквиваленты

тыс. тенге	2018	2017
Деньги на счетах в банках, в иностранной валюте	15,633,688	4,316,649
Деньги на счетах в банках, в тенге	21,283	50,639
Деньги в кассе	281	295
	<b>15,655,252</b>	<b>4,367,583</b>

## 15. Акционерный капитал

По состоянию на 31 декабря 2018 года и на 31 декабря 2017 года акционерный капитал Компании составил 100,000 тыс. тенге, 100,000 обыкновенных акций стоимостью 1,000 тенге за одну акцию, все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, в соответствии с решениями Единственного акционера Компания объявила 41,529,892 тыс.тенге и выплатила дивиденды в сумме 41,503,831 тыс. тенге, эквивалентно 116,462,134 долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года – объявила 25,230,766 тыс. тенге, эквивалентно 76,318,514 долларов США и выплатила 25,249,261 тыс.тенге).

Доход от курсовой разницы в размере 26,061 тыс. тенге в отношении объявленных и выплаченных дивидендов был признан в отчете о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года убыток составил 18,495 тыс. тенге).

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, базовая прибыль на акцию составляла:

тыс. тенге	2018	2017
Чистая прибыль за год	21,476,628	26,522,378
Прибыль, использованная для расчета базовой прибыли на акцию	<b>21,476,628</b>	<b>26,522,378</b>
Средневзвешенное количество обыкновенных акций для расчета базовой прибыли на акцию	100,000	100,000
Базовая прибыль на акцию (тыс. тенге на акцию)	<b>215</b>	<b>265</b>

В соответствии с требованием Листинговых правил АО «Казахстанской Фондовой Биржи» («КФБ») необходимо раскрытие балансовой стоимости акции на дату отчета, посчитанной как общая сумма активов за минусом нематериальных активов и общей суммы обязательств, разделенная на общее количество акций. По состоянию на 31 декабря 2018 года балансовая стоимость акции составляла 84,327 тенге (по состоянию на 31 декабря 2017 года: 286,913 тенге).

тыс. тенге	2018	2017
Активы, всего	133,678,474	43,354,196
Нематериальные активы	(210,245)	(4,893)
Обязательства, всего	(125,035,577)	(14,658,035)
Итого чистые активы	<b>8,432,652</b>	<b>28,691,268</b>
Количество обыкновенных акций для расчета балансовой стоимости акций	100,000	100,000
Балансовая стоимость акции (тыс. тенге на акцию)	<b>84</b>	<b>287</b>

## 16. Налогообложение

За год, закончившийся 31 декабря 2018 и 2017 годов, расходы по налогу на прибыль составили:

тыс. тенге	2018	2017
Расходы по текущему налогу на прибыль	11,687,559	8,517,506
Расходы по налогу на сверхприбыль	10,809,208	6,098,688
Всего расходов по текущему налогу на прибыль	22,496,767	14,616,194
Экономия по отложенному налогу на прибыль	(2,154,817)	(296,225)
(Экономия)/расход по отложенному налогу на сверхприбыль	(524,062)	(328,061)
Всего (экономия)/расход по отложенному налогу на прибыль	(2,678,879)	(624,286)
Всего расходов по налогу на прибыль	<b>19,817,888</b>	<b>13,991,908</b>

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, расходы по текущему налогу на прибыль включают налог, удержанный с процентов, полученных по депозитам в размере 4,846 тыс. тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 4,591 тыс. тенге).

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

## 16. Налогообложение, продолжение

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

тыс. тенге	2018	2017
<b>Активы по отложенному налогу</b>		
Займы выданные	1,820,316	
Прочие налоги к уплате	1,588,161	900,761
Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения и прочие долгосрочные финансовые обязательства	282,313	302,176
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	5,485	22,330
Прочие текущие активы	3,970	3,5075
	<b>3,700,245</b>	<b>1,228,842</b>
<b>Обязательства по отложенному налогу</b>		
Основные средства и нематериальные активы	(2,032,437)	(2,511,352)
Кредиты полученные и проценты начисленные	(1,806)	
Прочая дебиторская задолженность	(269,633)	
	<b>(2,303,876)</b>	<b>(2,511,352)</b>
<b>Обязательство по отложенному налогу, нетто</b>	<b>(422,141)</b>	<b>(1,282,510)</b>

В Республике Казахстан, где зарегистрирована Компания, ставка подоходного налога на 31 декабря 2018 и 2017 года, составляла 20%. В соответствии с нормами Налогового Кодекса Республики Казахстан, Компания обязана выплачивать налог на сверхприбыль.

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

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

тыс. тенге	2018	2017
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>41,294,516</b>	<b>40,514,286</b>
Налог на прибыль по установленной ставке 20%	8,258,903	8,102,857
Корректировки с целью учета:		
Налога на сверхприбыль	10,285,146	5,770,627
Прочих не вычитаемых расходов	1,273,839	118,424
<b>Расходы по налогу на прибыль</b>	<b>19,817,888</b>	<b>13,991,908</b>
Эффективная налоговая ставка	48%	35%

## 17. Банковские займы

тыс. тенге	2018	2017
На 1 января	–	–
Поступление	188,014,020	–
Погашение	(89,276,400)	–
Проценты начисленные	1,674,562	–
Проценты уплаченные	(1,527,485)	–
Убытки от курсовой разницы, нетто	6,894,306	–
<b>На 31 декабря</b>	<b>105,779,003</b>	<b>–</b>
Краткосрочная часть	18,247,900	–
Долгосрочная часть	87,531,103	–

28 августа 2018 года Компания заключила соглашение о кредитной линии с финансовым учреждением на сумму 238 миллионов долларов США (эквивалентно 85,963,220 тыс. тенге), сроком действия до 28 августа 2021 года с процентной ставкой 3.7% годовых, и 19 ноября 2018 года, данный банковский заем был погашен.



21 сентября 2018 года Компания заключила соглашение о кредитной линии с финансовым учреждением на сумму 75.5 миллионов долларов США (эквивалент 27,104,500 тыс. тенге), и 24 сентября 2018 года по этой кредитной линии Компания получила кредит 50 миллионов долларов США (эквивалент 17,627,000 тыс. тенге). 16 ноября 2018 года лимит кредитной линии был увеличен до 280 миллионов долларов США (эквивалентно 103,322,800 тыс. тенге), и 19 ноября 2018 года Компания получила дополнительный кредит 230 миллионов долларов США (эквивалент 84,423,800 тыс. тенге). Кредитная линия подлежит погашению в рассрочку до 22 сентября 2023 года и обеспечена будущим притоком денежных средств от экспортной продажи сырой нефти, производственными активами Компании и 100% акциями Компании; и имеет процентную ставку 6.0% годовых. В течение 2018 года Компания произвела досрочное частичное погашение основной суммы в 5 миллионов долларов США (эквивалент 1,859,000 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2018 года текущая часть заемных средств представляет собой проценты, начисленные в размере 1.7 миллионов долларов США (эквивалент 638,733 тыс. тенге) и не выплаченные, и основную сумму в размере 45.8 миллионов долларов США (эквивалент 17,609,167 тыс. тенге), подлежащие к выплате в течение одного года.

## 18. Резерв по ликвидации и восстановлению месторождения

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
На 1 января		898,505	928,337
Расходы по приросту		80,866	83,550
Поступление к стоимости резерва по ликвидации и восстановлению месторождения в связи с добавлением новых скважин	5	30,338	71,660
Изменения в допущениях в расчетах резерва по ликвидации и восстановлению месторождения	5	(155,187)	(185,042)
<b>На 31 декабря</b>		<b>854,522</b>	<b>898,505</b>

Руководство полагает, что резерв по ликвидации и восстановлению месторождения должен быть признан по 169 скважинам, расположенным на месторождении Айранколь по состоянию на 31 декабря 2018 года (по состоянию на 31 декабря 2017 года: 163 скважин). Руководство полагает, что данные обязательства, вероятнее всего, будут исполнены на этапе завершения добычи на данном месторождении, ожидаемом в 2029 года.

После применения ставки инфляции равной 5% (2017 год: 6.5%) и ставки дисконтирования равной 9% (2017 год: 9%), текущая стоимость резерва Компании на 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года составляет 854,522 тыс. тенге и 898,505 тыс. тенге, соответственно.

## 19. Прочие долгосрочные финансовые обязательства

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
На 1 января		498,407	586,796
Расходы по приросту обязательств		36,188	40,178
Доход от курсовых разниц		81,937	(2,390)
Реклассификация в краткосрочную часть	22	(76,840)	(126,177)
<b>На 31 декабря</b>		<b>539,692</b>	<b>498,407</b>

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

Данные обязательства выражены в долларах США и отражены по исторической стоимости, дисконтированной по ставке 7% (2017 год: 7%).

## 20. Торговая кредиторская задолженность

тыс. тенге	2018	2017
Кредиторская задолженность по текущим активам и услугам	196,632	203,102
Кредиторская задолженность по внеоборотным активам	157,043	975,271
	<b>353,675</b>	<b>1,178,373</b>

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлена в следующих валютах:

тыс. тенге	2018	2017
Тенге	346,760	203,102
Доллары США	6,915	975,271
	<b>353,675</b>	<b>1,178,373</b>

## 21. Налоги к уплате

Налог на прибыль к уплате по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлен следующим образом:

тыс. тенге	2018	2017
Налог на сверхприбыль	10,772,698	6,060,687
Налог на прибыль	849,602	1,024,374
	<b>11,622,300</b>	<b>7,085,061</b>

Прочие налоги к уплате по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлены следующим образом:

тыс. тенге	2018	2017
Налог на добычу полезных ископаемых	2,295,845	2,009,665
Рентный налог	2,086,336	955,641
Налог на добавленную стоимость	357,856	–
Социальный налог	58,682	61,280
Индивидуальный подоходный налог	53,604	58,477
Прочие налоги	1,593	1,600
	<b>4,853,916</b>	<b>3,086,663</b>

## 22. Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства

тыс. тенге	2018	2017
Обязательства по зарплате и соответствующим отчислениям	290,499	371,556
Обязательства по социальной инфраструктуре (краткосрочная часть)	76,840	66,466
Резерв по неиспользованным отпускам	14,552	75,096
Обязательства по историческим затратам (краткосрочная часть)	–	59,711
Прочие	228,437	55,687
	<b>610,328</b>	<b>628,516</b>

## 23. Выручка

тыс. тенге	2018	2017
Экспортные продажи сырой нефти	98,761,315	75,796,061
Внутренние продажи сырой нефти	12,462,380	8,393,463
	<b>111,223,695</b>	<b>84,189,524</b>

## 24. Себестоимость реализованной продукции

тыс. тенге	2018	2017
Налог на добычу полезных ископаемых	9,075,476	6,948,167
Износ и амортизация	4,814,148	4,146,622
Заработная плата и соответствующие налоги	1,551,027	1,473,745
Текущий ремонт и техобслуживание	736,027	636,889
Товарно-материальные запасы	447,592	453,910
Прочие налоги	365,110	347,858
Корректировка себестоимости опытной добычи нефти	332,099	–
Изменения в запасах сырой нефти	202,392	17,964
Прочие	985,983	918,234
	<b>18,509,854</b>	<b>14,943,389</b>

## 25. Расходы по реализации

тыс. тенге	2018	2017
Рентный налог	17,023,513	9,287,305
Таможенные процедуры	13,630,919	9,783,023
Подготовка и транспортировка нефти	6,948,895	6,989,367
Прочие	367,666	242,152
	<b>37,970,993</b>	<b>26,301,847</b>

## 26. Общие и административные расходы

тыс. тенге	2018	2017
Заработная плата и соответствующие налоги	1,267,782	1,390,571
Расходы по аренде	89,728	82,292
Консультационные расходы	85,827	87,783
Командировочные и представительские расходы	74,599	69,852
Налоги и прочие платежи в бюджет	18,633	27,042
Штрафы и пени	839	1,345
Прочие	230,780	230,443
	<b>1,768,188</b>	<b>1,889,328</b>

## 27. Финансовые доходы

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
Амортизация корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	8	1,337,652	–
Процентные доходы по займам выданным	8	1,311,887	–
Процентные доходы по банковским депозитам		32,253	30,605
Процентные доходы по прочим долгосрочным финансовым активам		13,889	11,577
		<b>2,695,681</b>	<b>42,182</b>

## 28. Финансовые расходы

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
Убыток от корректировки справедливой стоимости при первоначальном признании займов выданных	8	15,620,417	–
Процентные расходы по банковским займам	17	1,674,562	–
Расходы по дисконтированию при ликвидации и восстановления месторождения	18	80,866	83,550
Расходы по дисконтированию финансовых долгосрочных обязательств	19	36,188	40,178
		<b>17,412,033</b>	<b>123,728</b>

## 29. Убыток от курсовой разницы, нетто

тыс. тенге

Убыток от курсовой разницы

Доход от курсовой разницы

	2018	2017
Убыток от курсовой разницы	8,103,100	1,476,475
Доход от курсовой разницы	(6,211,616)	(1,325,193)
	<b>1,891,484</b>	<b>151,282</b>

## 30. Операции со связанными сторонами

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

За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, прочие транзакции Компании со связанными сторонами включали выплату дивидендов Единственному акционеру Компании Precious Oil Products B.V. (см. Примечание 15), компенсацию ключевому управленческому персоналу и членам Совета директоров.

### Компенсация ключевому управленческому персоналу

Общее количество ключевого управленческого персонала по состоянию на 31 декабря 2018 года. составило 6 человек (по состоянию на 31 декабря 2017 года: 5 человек). За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, компенсация ключевому управленческому персоналу Компании состояла в основном из краткосрочных вознаграждений работникам и составила 378,678 тыс. тенге и 370,042 тыс. тенге, соответственно.

Компенсация членам Совета директоров за годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, составила 65,846 тыс. тенге и 96,252 тыс. тенге, соответственно.

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

## 31. Условные обязательства

### Гарантии

16 августа 2012 года, Компания заключила договор гарантии, согласно которому Компания принимает на себя полную солидарную ответственность в течение трех лет перед компанией Vitol Central Asia S.A., которая является основным покупателем Компании, по договору банковского займа на сумму 182,800,000 долларов США, заключенному между компанией Vitol Central Asia S.A. и компанией Precious Oil Products Investments B.V., которая является единственным акционером Компании. В июле 2014 года Компания подписала дополнение к договору гарантии от 16 августа 2012 года и пересмотренная сумма договора гарантий составила 261,400,000 долларов США и состоит из гарантийного обязательства по новому займу, полученному компанией Precious Oil Products Investments B.V. от Vitol Central Asia S.A. на сумму 170,000,000 долларов США, и оставшейся части обязательств компании Precious Oil Products Investments B.V. от Vitol Central Asia S.A. по договору от 16 августа 2012 года. Датой погашения продленного кредитного договора являлась 30 июня 2018 года. Остаток задолженности по займу был погашен Precious Oil Products Investments B.V. 27 июля 2017 года.

24 июля 2017 года, Компания заключила договор гарантии, согласно которому Компания принимает на себя полную солидарную ответственность перед компанией Vitol Central Asia S.A., которая является основным покупателем Компании, по договору займа на сумму 180,000,000 долларов США, заключенному между компанией Vitol Central Asia S.A. и компанией Precious Oil Products B.V., которая является единственным акционером Компании. Датой погашения займа является 31 декабря 2021 года. Остаток задолженности по займу был погашен Precious Oil Products B.V. 28 сентября 2018 года. Договор о прекращении действия гарантии и освобождении гаранта от обязательств подписан 4 октября 2018 года.

## Условные обязательства по Контракту на недропользование

### Несоблюдение условий Контракта на недропользование

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

### Обязательство по развитию социальной инфраструктуры

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана принимать непосредственное участие в развитии социальной инфраструктуры в районе деятельности по Контракту на недропользование согласно требованиям применимого законодательства. Годовая сумма обязательств, установленных Контрактом на недропользование, составляет 200,000 долларов США. Компания отразила обязательства по развитию социальной инфраструктуры в данной финансовой отчетности (см. Примечание 19).

### Обязательство по профессиональному обучению

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана обеспечивать профессиональную подготовку казахстанских специалистов по всем направлениям нефтяных операций, направляя для этих целей не менее 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию) и капитальных затрат. Руководство считает, что Компания выполнила данные требования по состоянию на 31 декабря 2018 года.

### Обязательство по реализации добытой нефти в Республике Казахстан

В соответствии с Контрактом на недропользование Компания обязана продавать 20% добытой нефти на месторождении Айранколь в Республике Казахстан. За годы, закончившиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, Компания реализовала казахстанским нефтеперерабатывающим заводам 257,000 тонн и 231,000 тонн добытой нефти, соответственно. Руководство считает, что Компания выполнила данное требование по состоянию на 31 декабря 2018 года.

### Обязательства по созданию ликвидационного фонда

В соответствии с Контрактом на недропользование по завершению эксплуатации нефтяного месторождения, Компания обязана провести ликвидацию и восстановление земли на нефтяном месторождении в порядке, установленном Законом о недропользовании. Компания отразила резерв по ликвидации и восстановлению месторождения в данной финансовой отчетности (см. Примечание 19). Руководство считает, что такая оценка будущих обязательств соответствует сумме резерва, начисленного на восстановление месторождения в соответствии с текущими законами и положениями по защите окружающей среды. Касательно обязательств по Контракту на недропользование Компания обязана создать ликвидационный фонд для финансирования ликвидации последствий нефтегазовых операций в размере 1% от общей суммы ежегодных производственных расходов (за вычетом расходов по налогам, амортизации и страхованию), понесенных в течение периода действия Контракта на недропользование. Взносы в ликвидационный фонд должны производиться на специальный депозитный счет в любом банке Республики Казахстан (см. Примечание 10). Компания отразила резерв по ликвидации определенных скважин и восстановлению занимаемого ими участка в данной финансовой отчетности.

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

### Обязательства по страхованию

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

## 31. Условные обязательства, продолжение

### Прочие условные обязательства

#### Операционная среда

Рынки развивающихся стран, включая Республику Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Республике Казахстан, могут быстро изменяться, существует возможность их произвольной интерпретации. Будущее направление развития Республики Казахстан в большой степени зависит от налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране. В связи с тем, что Республика Казахстан добывает и экспортирует большие объемы нефти и газа, экономика Республики Казахстан особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ.

В течение 2014- 2017 годов произошло значительное снижение цен на энергоресурсы, что привело к существенному сокращению экспортной выручки. В августе 2015 года Правительство и Национальный Банк Республики Казахстан объявили о переходе к новой денежно-кредитной политике, основанной на свободно плавающем курсе тенге, и отменили валютный коридор. В 2015 году и в первом квартале 2016 года тенге значительно обесценился по отношению к основным иностранным валютам.

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

#### Налогообложение

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

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

#### Вопросы охраны окружающей среды

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

### Юридические вопросы

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

## 32. Политика управления рисками

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

### Категории финансовых инструментов

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
<b>Финансовые активы:</b>			
Займы выданные	8	77,627,861	–
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,655,252	4,367,583
Торговая дебиторская задолженность	12	7,006,406	6,235,658
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	353,986	297,920
Прочие текущие активы		5,947	994
		<b>100,649,452</b>	<b>10,902,155</b>

тыс. тенге	Прим.	2018	2017
<b>Финансовые обязательства:</b>			
Банковские займы	17	105,779,003	–
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22	595,775	553,420
Обязательство по социальной инфраструктуре	19	539,692	498,407
Торговая кредиторская задолженность	20	353,676	1,178,373
		<b>107,268,146</b>	<b>2,230,200</b>

### Кредитный риск

Компания подвержена кредитному риску, который сопряжен с возможным неисполнением одной из сторон своих обязательств по финансовому инструменту, в результате чего другая сторона понесет финансовый убыток. Кредитный риск Компании в первую очередь связан с ее торговой дебиторской задолженностью и займами выданными. Данные суммы представлены в отчете о финансовом положении за вычетом резерва по сомнительным долгам и резерва по ожидаемым кредитным убыткам.

За год, закончившийся 31 декабря 2018 года, существенную долю в доходе Компания получила от одного покупателя, Vitol Central Asia S.A., что составляет 89% (за год, закончившийся 31 декабря 2017 года: 90%) от общего дохода Компании. В результате чего, Компания имела существенную концентрацию кредитного риска.

### Валютный риск

Валютный риск определяется как риск того, что справедливая стоимость или будущие денежные потоки по финансовому инструменту будут колебаться из-за изменений в курсах валют. Валютный риск Компании в основном связан с торговой дебиторской задолженностью, займами выданными и денежными средствами.

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

## 32. Политика управления рисками, продолжение

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

	2018	2017
<b>Выраженные в долларах США</b>		
Активы	40,527,196	10,551,805
Обязательства	(105,785,919)	–
<b>Чистая балансовая позиция</b>	<b>(65,258,723)</b>	<b>10,551,805</b>

### Анализ чувствительности к валютному риску

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

В анализ чувствительности включены только суммы денежных активов и денежных обязательств деноминированных в долларах США, имеющиеся на конец периода. При конвертации на конец периода используются курсы, измененные на 20% по сравнению с действующими.

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

	31 декабря 2018 года		31 декабря 2017 года	
	тенге/ доллар США 20%	тенге/ доллар США -20%	тенге/ доллар США +20%	тенге/ доллар США -20%
тыс. тенге				
Чистый доход/(убыток)	(13,051,745)	13,051,745	2,110,361	(2,110,361)

### Операционный риск

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

По состоянию на 31 декабря 2018 года Компания считает, что имеет достаточно действующих страховых полисов в отношении гражданско-правовой ответственности.

### Процентный риск

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов Компания не подвержена риску изменения процентных ставок, поскольку все займы были получены по фиксированным процентным ставкам.

### Риск ликвидности

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



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

**31 декабря 2018 года**

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

## 32. Политика управления рисками, продолжение

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

31 декабря 2017 года

тыс. тенге	Прим.	Средне- взвешенная эффективная процентная ставка	1-3 месяцев	3 месяца- 1 год	Более 1 года	Итого
<b>Финансовые активы:</b>						
Денежные средства и их эквиваленты	14		4,367,583	–	–	4,367,583
Торговая дебиторская задолженность	12		6,235,658	–	–	6,235,658
Прочие долгосрочные финансовые активы	10		–	–	297,920	297,920
Прочие текущие активы	13		2,572,688	–	–	2,572,688
<b>Итого финансовые активы</b>			<b>13,175,929</b>	<b>–</b>	<b>297,920</b>	<b>13,473,849</b>
<b>Финансовые обязательства:</b>						
Торговая кредиторская задолженность	20		(1,178,373)	–	–	(1,178,373)
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	22		(502,339)	(126,177)	–	(628,516)
Обязательство по социальной инфраструктуре	19		–	–	(498,407)	(498,407)
<b>Итого финансовые обязательства</b>			<b>(1,680,712)</b>	<b>(126,177)</b>	<b>(498,407)</b>	<b>(2,305,296)</b>
<b>Чистая позиция</b>			<b>11,495,217</b>	<b>(126,177)</b>	<b>(200,487)</b>	<b>11,168,553</b>

### Справедливая стоимость финансовых инструментов

Руководство считает, что справедливая стоимость финансовых активов и обязательств Компании, оцениваемых по амортизированной стоимости, которая классифицируется в категории уровня 1 иерархии для денежных средств и их эквивалентов, категории уровня 2 иерархии для займов выданных и уровня 3 иерархии в отношении торговой и прочей дебиторской, кредиторской задолженности и займов полученных приближена к балансовой стоимости по состоянию на 31 декабря 2018 года и 31 декабря 2017 года.

Компания применяет трехэтапную модель обесценения финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости по состоянию на 31 декабря и 1 января 2018 года.

Классификация финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости по отдельным этапам модели обесценения, представлена следующим образом:

Прим	31 декабря 2018 года				1 января 2018 года				
	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	
Займы выданные	8	78,024,344	–	–	78,024,344	–	–	–	–
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,655,252	–	–	15,655,252	4,367,583	–	–	4,367,583
Торговая дебиторская задолженность	12	7,006,406	–	–	7,006,406	6,235,658	–	–	6,235,658
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	353,986	–	–	353,986	297,920	–	–	297,920
Прочие текущие активы	13	5,947	–	–	5,947	1,020	–	–	1,020
		<b>101,045,935</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>101,045,935</b>	<b>10,902,181</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>10,902,181</b>
<b>Резерв на покрытие убытков (МСФО (IFRS) 9)</b>									
Займы выданные	8	(396,483)	–	–	(396,483)	–	–	–	–
Денежные средства и их эквиваленты	14	–	–	–	–	–	–	–	–
Торговая дебиторская задолженность	12	–	–	–	–	–	–	–	–
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	–	–	–	–	–	–	–	–
Прочие текущие активы		–	–	–	–	–	–	–	–
		<b>(396,483)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(396,483)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Балансовая стоимость (МСФО (IFRS) 9)</b>									
Займы выданные	8	77,627,861	–	–	77,627,861	–	–	–	–
Денежные средства и их эквиваленты	14	15,655,252	–	–	15,655,252	4,367,583	–	–	4,367,583
Торговая дебиторская задолженность	12	7,006,406	–	–	7,006,406	6,235,658	–	–	6,235,658
Прочие долгосрочные финансовые активы	10	353,986	–	–	353,986	297,920	–	–	297,920
Прочие текущие активы		5,947	–	–	5,947	1,020	–	–	1,020
		<b>100,649,452</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>100,649,452</b>	<b>10,902,181</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>10,902,181</b>

### 33. События после отчетной даты

8 февраля 2019 года Компания произвела досрочное частичное погашение основной суммы банковского займа в размере 25 миллионов долларов США (эквивалент 9,449,250 тыс. тенге) по соглашению о кредитной линии от 21 сентября 2018 года (см. Примечание 17), прочие условия остаются без изменений.

### 34. Утверждение финансовой отчетности

Данная финансовая отчетность была утверждена и подписана руководством Компании 19 апреля 2019 года.



# ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

- site  
- walkthrough pro  
- client team  
- identify  
- website  
- review

- client  
- team  
- identify  
- website  
- review

- client  
- team  
- identify  
- website  
- review

- client  
- team  
- identify  
- website  
- review

- clients want  
personal attention  
of director  
& competency.

## ОСНОВНЫЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

## Финансовые показатели

млн. тг.	2018	2017	2016	2015	2014
<b>Финансовые результаты</b>					
Выручка	111,224	84,190	69,147	51,259	81,267
Валовая прибыль	92,714	69,246	56,408	40,748	70,154
Прибыль до налогообложения	41,295	40,514	33,207	17,584	41,610
Прибыль	21,477	26,522	20,365	10,425	28,279
<b>Задействованные активы</b>					
Долгосрочные активы	90,520	28,882	26,202	24,464	24,027
Текущие активы	43,159	14,472	14,229	9,292	17,160
Долгосрочные обязательства	(89,347)	(2,679)	(3,422)	(2,901)	(2,719)
Текущие обязательства	(35,688)	(11,979)	(9,604)	(15,809)	(16,933)
<b>Чистые активы</b>	<b>8,643</b>	<b>28,696</b>	<b>27,405</b>	<b>15,046</b>	<b>21,535</b>

## Основная статистика

	ед. изм.	2018	2017	2016	2015	2014
Добыча нефти	тыс. т	849	854	859	849	812
Реализация нефти, включая	тыс. т	859	860	871	861	758
Экспорт нефти	тыс. т	602	629	649	623	553
Внутренние продажи	тыс. т	257	231	222	238	171
Встречные поставки в РФ	тыс. т	-	-	-	-	35
Базовая прибыль на акцию	тыс. тг.	215	265	204	104	283
Балансовая стоимость одной акции	тыс. тг.	86	287	274	150	215
Свободный денежный поток	млн. тг.	37,661	24,927	22,374	13,012	21,691
ЕВITDA	млн. тг.	57,560	44,920	36,878	22,596	42,525

## ГЛОССАРИЙ

- В.В., Б.В** – Акционерное общество закрытого типа
- EBITDA** – Earnings before income tax, depreciation and amortisation, доход до вычета расходов по подоходному налогу и амортизации
- FOB** – Free on Board, франко-борт
- GI** – Global Insight, аналитическое агентство
- GCA** – Gaffney, Cline & Associates, компания по оценке запасов нефти
- plc** – Public Limited Company, общество с ограниченной ответственностью открытого типа
- S&P** – Standard & Poor's, рейтинговое агентство
- АО** – Акционерное общество
- АО «РД «КМГ»** – АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»
- АНПЗ** – ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»
- в т.ч.** – в том числе
- ВВП** – Валовой внутренний продукт
- ВУЗ** – Высшее учебное заведение
- г.** – город
- ГКЗ** – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РК
- ГПЭС** – Газопоршневая электростанция
- долл. США** – доллар США
- Доп.** – Дополнительное (соглашение)
- ед.** – единиц
- КИН** – Коэффициент извлечения нефти
- км** – километр
- КПН** – Корпоративный подоходный налог
- КПЭ** – Ключевые показатели эффективности
- КТК** – Каспийский трубопроводный консорциум
- КФБ** – АО «Казахстанской Фондовой Биржи»
- ЛЭП** – Линия электропередачи
- м.** – месторождение
- м<sup>3</sup>** – метр кубический
- млн.** – миллион
- млрд.** – миллиард
- МНГ** – Министерство нефти и газа
- МНК** – Морская нефтяная компания
- мПа\*с** – миллипаскаль, единица измерения вязкости нефти
- МЭМР** – Министерство энергетики и минеральных ресурсов
- НБ РК** – Национальный Банк Республики Казахстан
- НГЗН** – Начальные геологические запасы товарной нефти
- НДС** – Налог на добавленную стоимость
- НДПИ** – Налог на добычу полезных ископаемых
- НМА** – нематериальные активы
- НПЗ** – нефтеперерабатывающий завод
- НСП** – Налог с продаж
- ОАО** – Открытое Акционерное Общество
- ОО** – Общественная организация
- ООО** – Общество с ограниченной ответственностью
- ОС** – основные средства
- откл** – отклонения
- ОЮЛ** – Объединение юридических лиц
- ПККР** – ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз
- ППН** – Пункт подготовки нефти
- ПСП** – Приемо-сдаточный пункт нефти
- ПТУЗ** – Профессионально-техническое учебное заведение
- РК** – Республика Казахстан
- СНГ** – Содружество независимых государств
- СП** – совместное предприятие
- СРП** – Соглашение о разделе продукции
- ст.** – статья
- т** – тонна(ы)
- т.к.** – так как
- т.п.** – тому подобное
- ТМЗ** – Товарно-материальные запасы
- ТОО** – Товарищество с ограниченной ответственностью
- тыс.** – тысяча
- ФИО** – Фамилия, имя, отчество
- чел** – человек

## КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

**Естияр Дархан Кенжетайұлы**  
**Корпоративный секретарь АО «Каспий нефть»**

Республика Казахстан, г. Атырау,

060011, ул. Кулманова, 131 А

e-mail: [d.yestiyar@caspineft.kz](mailto:d.yestiyar@caspineft.kz)

+7 7122 20 19 25

### **Регистратор Компании:**

АО «Единый регистратор ценных бумаг»

050000 г. Алматы, пр. Абылай хана д. 141 (угол ул. Курмангазы)

Телефон: 8 (727) 272-47-60

Факс: 8 (727) 272-47-60, вн 230

e-mail: [info@tisir.kz](mailto:info@tisir.kz)

сайт: <http://www.tisir.kz>







Атырау 2019