

**АО «НК «QazaqGaz»**

**Консолидированная финансовая отчетность в  
соответствии со стандартами бухгалтерского учета  
МСФО и Аудиторский отчет независимого аудитора**

**31 декабря 2025 года**

## Содержание

Аудиторский отчет независимого аудитора

### Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о финансовом положении .....	1-2
Консолидированный отчет о совокупном доходе .....	3-4
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	5
Консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	6

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

1	Общая информация .....	7
2	Основа подготовки финансовой отчетности .....	8
3	Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения .....	13
4	Существенная информация об учетной политике .....	18
5	Приобретения под общим контролем .....	26
6	Основные средства .....	27
7	Активы в форме права пользования .....	29
8	Инвестиции в совместные предприятия .....	29
9	Прочие финансовые активы .....	32
10	НДС к возмещению и предоплата по налогам, помимо подоходного налога .....	32
11	Денежные средства и их эквиваленты .....	33
12	Запасы .....	34
13	Торговая и прочая дебиторская задолженность .....	34
14	Капитал .....	35
15	Выпущенные долговые ценные бумаги .....	37
16	Банковские кредиты .....	38
17	Резервы .....	40
18	Обязательства по аренде .....	42
19	Обязательства по договорам с покупателями .....	42
20	Торговая и прочая кредиторская задолженность .....	43
21	Обязательства по вознаграждению работников .....	43
22	Выручка по договорам с покупателями .....	44
23	Себестоимость продаж .....	44
24	Управленческий гонорар .....	44
25	Общие и административные расходы .....	45
26	Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки .....	45
27	Финансовые затраты .....	46
28	Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто .....	46
29	Расходы по подоходному налогу .....	46
30	Сделки со связанными сторонами .....	49
31	Договорные и условные обязательства .....	52
32	Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками .....	57
33	Сегментная отчетность .....	66
34	События после отчетной даты .....	67



# Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционеру, Совету директоров и Руководству АО «НК «QazaqGaz»

## Наше мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение АО «НК «QazaqGaz» (далее – «Компания») и его дочерних предприятий (далее совместно именуемые – «Группа») по состоянию на 31 декабря 2025 года, а также консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств Группы за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО.

## Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

- консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2025;
- консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату; и
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая существенную информацию об учетной политике и прочую пояснительную информацию.

## Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность согласно указанным стандартам далее описана в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

## Независимость

Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с этическими требованиями Закона об аудиторской деятельности, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Республике Казахстан, и Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включающим Международные стандарты независимости), выпущенным Советом по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), применительно к аудитам финансовых отчетностей организаций публичного интереса. Нами также выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этическими требованиями Республики Казахстан и Кодексом СМСЭБ.

## Наша методология аудита

### Краткий обзор



Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом: 13,800 миллионов казахстанских тенге («тенге»), что составляет приблизительно 5% от прибыли до налогообложения.

- В объем аудита Группы вошли Компания, четыре дочерних предприятия и два совместных предприятия в Казахстане.
- Объем аудита покрывает 99% выручки Группы и 100% абсолютной величины прибыли Группы до налогообложения
- Обесценение долгосрочных активов
- Учет ожидаемой продажи ТОО "GPC Investment"

При планировании аудита мы определили существенность и провели оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых оценочных значений, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Как и во всех наших аудитах, мы также рассмотрели риск обхода системы внутреннего контроля руководством, включая, помимо прочего, оценку наличия признаков необъективности руководства, которая создает риск существенного искажения вследствие недобросовестных действий.

## Существенность

На определение объема нашего аудита оказало влияние применение нами существенности. Аудит предназначен для получения разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Искажения могут возникать в результате недобросовестных действий или ошибок. Они считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

Основываясь на своем профессиональном суждении, мы установили определенные количественные пороговые значения для существенности, в том числе для существенности на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом, как указано в таблице ниже. С помощью этих значений и с учетом качественных факторов, мы определили объем нашего аудита, а также характер, сроки проведения и объем наших аудиторских процедур и оценили влияние искажений (взятых по отдельности и в совокупности), при наличии таковых, на консолидированную финансовую отчетность в целом.

<b>Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом</b>	13,800 миллионов тенге
<b>Как мы ее определили</b>	Приблизительно 5% от прибыли до налогообложения
<b>Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности</b>	Мы использовали в качестве базового показателя для определения уровня существенности прибыль до налогообложения, так как, по нашему мнению, именно этот базовый показатель наиболее часто рассматривают пользователи консолидированной финансовой отчетности для оценки результатов деятельности Группы, и он является общепризнанным базовым показателем. Мы установили существенность на уровне 5%, что попадает в диапазон приемлемых количественных пороговых значений существенности, применимых для предприятий, ориентированных на получение прибыли, в данном секторе.

## Ключевые вопросы аудита

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

**Обесценение долгосрочных активов**

*Примечания 3, 6, 7, 8 к консолидированной финансовой отчетности*

В 2025 году на прибыльность Группы повлияло увеличение цены покупки газа и изменения в экономической среде, в которой Группа осуществляет свою деятельность. Это указывает на то, что внеоборотные активы Группы балансовой стоимостью 2,005,982 миллиона тенге, по состоянию на 31 декабря 2025 года могут быть обесценены (основные средства — 1,975,855 миллионов тенге, активы по разведке и оценке — 2,807 миллионов тенге, активы в форме права пользования — 22,267 миллионов тенге, нематериальные активы — 5,053 миллионов тенге). Возмещаемая сумма активов определялась с учетом их ценности использования. Определение возмещаемой суммы требует значительных суждений и допущений руководства в отношении прогнозируемых будущих потоков денежных средств, ставок дисконтирования и уровня основных производственных затрат. Эти прогнозы подвержены значительной волатильности из-за неопределенности рыночных условий.

В результате проведенного теста на обесценение возмещаемая стоимость долгосрочных активов превысила их балансовую стоимость. Соответственно, Компания не признала убыток от обесценения по состоянию на 31 декабря 2025 года.

Мы сосредоточили внимание на этой области из-за существенности балансовой стоимости данных активов и того факта, что при определении возмещаемой суммы требуется значительное суждение.

Наши процедуры включали:

- Мы получили понимание внутренних процессов и средств контроля и проанализировали методологию, применяемую руководством при оценке обесценения долгосрочных активов на предмет соответствия МСФО (IAS) 36.
- Мы получили, ознакомились и оценили модели обесценения, подготовленные руководством, а также проверили математическую точность расчетов. Мы провели анализ методологии и допущений, используемых в моделях, таких как тарифы на внутреннем рынке, цены экспортных продаж, объемы транспортировки и производства, уровень инфляции, специфические для страны риски и курсы иностранных валют.
- Мы привлекли наших экспертов по оценке для анализа ставок дисконтирования, применяемых руководством в моделях обесценения.
- Мы сравнили будущие операционные и капитальные затраты, а также прогнозы доходов с последними утвержденными бизнес-планами и бюджетами.
- Мы сравнили ключевые допущения, использованные в моделях обесценения, с историческими показателями, соответствующих единиц, генерирующих денежные потоки.
- Мы провели анализ чувствительности ключевых допущений, чтобы оценить их потенциальное влияние на результаты обесценения и диапазон возможных результатов возмещаемой суммы.
- Мы провели оценку соответствующих раскрытий в Примечаниях 3, 6, 7 и 8 к консолидированной финансовой отчетности на соответствие требованиям МСФО (IAS) 36.

## Учет ожидаемой продажи ТОО «GPC Investment»

*Примечание 5 к консолидированной финансовой отчетности*

14 февраля 2024 года Группа приобрела у АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына», материнской компании, 100% долю в ТОО «GPC Investment» (далее - «GPCI») путем выпуска обыкновенных акций на общую сумму 38,737 миллионов тенге. Приобретение GPCI было отражено как приобретение дочерней организации у сторон, находящихся под общим контролем. Впоследствии, Группа планирует продать 75% долю в GPCI до 31 декабря 2026 года, сохраняя 25% долю.

Классификация и оценка GPCI, как выбывающей группы в соответствии с МСФО 5, включая оценку вероятности продажи и оценку стоимости выбывающей группы требует значительных суждений Руководства.

Мы сосредоточили внимание на этой сделке из-за существенности балансовой стоимости активов выбывающей группы, классифицируемых как предназначенные для продажи и того факта, что она включает значительные бухгалтерские суждения и оценки.

Наши процедуры включали:

- Мы получили и проанализировали оценку Руководства в отношении классификации GPCI в качестве выбывающей группы в соответствии с МСФО 5, а также оценили выполнение соответствующих критериев на 31 декабря 2025 года.
- Мы проанализировали предварительную версию договора купли-продажи между Группой и Urbacon Concessions Investments WLL в отношении ожидаемой реализации 75% доли участия в GPCI.
- Мы проанализировали корреспонденцию между Группой и Urbacon Concessions Investments WLL для подтверждения продолжающихся переговоров с целью оценки того, является ли продажа высоко вероятной на отчетную дату.
- Мы обсудили с руководством их планы, вероятность завершения сделки в намеченные сроки и анализ перехода контроля над GPCI.
- Мы сравнили справедливую стоимость выбывающей группы с ее балансовой стоимостью по состоянию на 31 декабря 2025 года.
- Мы привлекли наших технических специалистов по бухгалтерскому учету для оказания помощи в рассмотрении порядка учета операций и раскрытий, связанных с ожидаемой реализацией 75% доли участия в GPCI.
- Мы провели оценку соответствующих раскрытий в примечании 5 к консолидированной финансовой отчетности Группы на соответствие требованиям МСФО (IFRS) 5.

## Определение объема аудита Группы

Объем аудита определен нами таким образом, чтобы мы могли выполнить работы в достаточном объеме для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности в целом с учетом структуры Группы, используемых Группой учетных процессов и средств контроля, а также с учетом специфики отрасли, в которой Группа осуществляет свою деятельность.

При определении общего подхода к групповому аудиту мы определили тип работы, который должен быть выполнен нами, как групповым аудитором, или компонентными аудиторами.

Газотранспортные и газодобывающие мощности Группы расположены в Республике Казахстан. Активы и деятельность Группы распределены между двадцатью субъектами (компонентами), включая семь совместно контролируемых организаций. Из них мы определили семь компонентов как существенные, включая Компанию, четыре ее дочерние компании и два совместных предприятия.

По всем существенным компонентам мы провели полный аудит их финансовой информации, которую Группа использует для подготовки консолидированной финансовой отчетности.

В целом, объем нашего аудита покрывает 99% активов, 99% выручки и 100% абсолютной суммы прибыли до налогообложения. Выполненные процедуры позволили нам получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении консолидированной финансовой отчетности Группы, которые служат основой для нашего мнения.

## **Прочая информация**

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит Годовой отчет (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторской отчет о данной отчетности), который, как ожидается, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

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

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

Если при ознакомлении с Годовым отчетом мы придем к выводу о том, что в нем содержится существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

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

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

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

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

## **Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности**

Наша цель состоит в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с МСА, всегда выявляет существенные искажения при их наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

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

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибки, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;

- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств – вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- планируем и выполняем групповой аудит для получения достаточных надлежащих аудиторских доказательств, относящиеся к финансовой информации организаций или бизнес-единиц внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за руководство, контроль и проверку аудиторской работы, выполненной для целей аудита Группы. Мы остаемся полностью ответственными за наше аудиторское мнение.

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

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о действиях, предпринятых для устранения угроз, или принятых мерах предосторожности.

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

Руководитель задания, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, – Алмаз Садыков.

От имени ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»

*Price waterhouse Coopers*



Утверждено:

*Азамат Конратбаев*

Азамат Конратбаев  
Управляющий директор  
ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»  
(Генеральная государственная лицензия  
Министерства финансов  
Республики Казахстан  
№ 000005 от 21 октября 1999 года)

Подписано:

*Алмаз Садыков*



Алмаз Садыков  
Аудитор-исполнитель  
(Квалификационное свидетельство  
Аудитора № МФ-0000745 от 8 февраля  
2019 года)

27 февраля 2026  
Астана, Казахстан

В млн тенге	Прим.	31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г. (пересчитано)*
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Основные средства	6	1.975.855	1.593.607
Активы по разведке и оценке		2.807	5.590
Активы в форме права пользования	7	22.267	44.540
Нематериальные активы		5.053	4.405
Инвестиции в ассоциированные компании		9.478	-
Инвестиции в совместные предприятия	8	1.037.959	1.071.298
Авансы, выданные за внеоборотные активы		3	1.332
НДС к возмещению	10	115.815	62.712
Отложенные налоговые активы	29	45.617	28.450
Прочие внеоборотные финансовые активы	9	4.836	5.029
Прочие внеоборотные активы		1.563	1.549
Банковские вклады		1.896	2.358
		<b>3.223.149</b>	<b>2.820.870</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Запасы	12	81.952	91.011
Торговая и прочая дебиторская задолженность	13	254.712	237.132
Авансы выданные		429	1.882
Займы, выданные связанной стороне	30	2.049	-
НДС к возмещению и предоплата по налогам, помимо подходного налога	10	170.872	205.544
Предоплата по корпоративному подоходному налогу	29	57.444	54.476
Прочие оборотные активы		1.019	1.081
Прочие оборотные финансовые активы	9	3.493	63.269
Банковские вклады		4.065	1.600
Денежные средства и их эквиваленты	11	542.804	606.625
		<b>1.118.839</b>	<b>1.262.620</b>
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		324.337	239.865
		<b>1.443.176</b>	<b>1.502.485</b>
<b>ИТОГО АКТИВЫ</b>		<b>4.666.325</b>	<b>4.323.355</b>

В млн тенге	Прим.	31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г. (пересчитано)*
<b>КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>КАПИТАЛ</b>			
Уставный капитал	14	740.138	495.906
Дополнительный оплаченный капитал		47.878	38.489
Резерв по пересчету валюты отчетности		3.844	2.800
Прочие резервы		(187)	(107)
Нераспределенная прибыль		2.519.656	2.292.824
<b>ИТОГО КАПИТАЛ</b>		<b>3.311.329</b>	<b>2.829.912</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Выпущенные долговые ценные бумаги	15	560.469	492.737
Банковские кредиты	16	4.453	9.633
Обязательства по аренде	18	8	29.613
Обязательства по вознаграждениям работников	21	296	292
Резервы	17	88.248	82.984
Прочие долгосрочные финансовые обязательства		1.310	3.287
Обязательства по договорам с покупателями	19	11.355	10.519
Отложенные налоговые обязательства	29	84.786	73.301
		<b>750.925</b>	<b>702.366</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Выпущенные долговые ценные бумаги	15	23.330	15.962
Банковские кредиты	16	5.336	7.979
Резервы	17	38.136	39.658
Торговая и прочая кредиторская задолженность	20	236.689	495.846
Налоги к уплате, помимо подоходного налога		3.880	4.576
Обязательства по аренде	18	29.620	25.372
Обязательства по договорам с покупателями	19	4.117	3.523
Обязательства по вознаграждениям работников	21	24.117	20.567
Прочие краткосрочные финансовые обязательства		2.302	1.779
Прочие краткосрочные обязательства		4.311	3.098
		<b>371.838</b>	<b>618.360</b>
Обязательства, связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	5	232.233	172.717
		<b>604.071</b>	<b>791.077</b>
<b>ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>1.354.996</b>	<b>1.493.443</b>
<b>ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>4.666.325</b>	<b>4.323.355</b>

\* Некоторые суммы, приведенные в этом столбце, не соответствуют суммам в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, поскольку отражают проведенный пересчет сравнительной информации, который приводится в Примечании 2.

Мирманов Ж.Ж.  
Заместитель Председателя Правления  
по экономике и финансам



Бокаев Е.Н.  
Главный бухгалтер

В млн тенге	Прим.	2025 г.	2024 г.
Выручка по договорам с покупателями	22	1.349.814	1.259.400
Себестоимость продаж	23	(1.391.996)	(1.289.658)
<b>Валовый убыток</b>		<b>(42.182)</b>	<b>(30.258)</b>
Управленческий гонорар	24, 30	17.105	47.568
Общие и административные расходы	25	(52.523)	(43.844)
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки		(4.323)	(5.265)
Прочие операционные доходы		7.624	4.676
Прочие операционные расходы		(7.050)	(4.416)
<b>Операционный убыток</b>		<b>(81.349)</b>	<b>(31.539)</b>
Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки	26	81.481	43.096
Финансовый доход		-	7
Финансовые затраты	27	(40.121)	(40.629)
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний		307.663	371.144
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	28	4.653	(39.644)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>272.327</b>	<b>302.435</b>
Расходы по подоходному налогу	29	(6.560)	(2.969)
<b>Прибыль за год от продолжающейся деятельности</b>		<b>265.767</b>	<b>299.466</b>
<b>Прекращенная деятельность</b>			
Прибыль/(убыток) после налогообложения от прекращенной деятельности	5	5.085	(10.373)
<b>Чистая прибыль за год</b>		<b>270.852</b>	<b>289.093</b>

В млн тенге	Прим.	2025 г.	2024 г.
<b>Прочий совокупный доход</b>			
<i>Суммы прочего совокупного дохода, которые могут быть реклассифицированы в состав прибыли или убытка в последующих периодах</i>			
Нереализованный убыток от переоценки финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		(80)	(107)
Курсовые разницы при пересчете иностранных операций		1.044	642
<b>Чистый совокупный доход, который может быть реклассифицирован в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>964</b>	<b>535</b>
<i>Суммы прочего совокупного убытка, которые не будут реклассифицированы в состав прибыли или убытка в последующих периодах</i>			
Актуарный убыток по планам с установленными выплатами		(17)	(32)
Экономия по подоходному налогу	29	3	6
<b>Чистый совокупный убыток, который не будет реклассифицирован в состав прибыли или убытка в последующих периодах</b>		<b>(14)</b>	<b>(26)</b>
<b>Прочий совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога</b>		<b>950</b>	<b>509</b>
<b>Итого совокупный доход за год, за вычетом подоходного налога</b>		<b>271.802</b>	<b>289.602</b>
<b>Прибыль на акцию в тенге</b>			
Базовая и разводненная	14	723,02	771,72
Базовая и разводненная, от продолжающейся деятельности		709,45	799,41
Базовая и разводненная, от прекращенной деятельности		13,57	(27,69)

Мирманов Ж.Ж.  
Заместитель Председателя Правления  
по экономике и финансам



Бокаев Е.Н.  
Главный бухгалтер

**АО «НК «QazaqGaz»**  
**Консолидированный отчет о движении денежных средств**  
**за год, закончившийся 31 декабря 2025 года**

В млн тенге	Прим.	2025 г.	2024 г.
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>			
Поступления от покупателей		1.387.931	1.384.417
Поступления по управленческому гонорару		19.157	53.829
Полученные проценты		72.095	38.917
Возврат НДС от налоговых органов		63.419	12.476
Поступления в связи с пересчетом тарифа	13	18.431	22.240
Прочие поступления		3.945	4.493
Платежи поставщикам		(1.566.393)	(1.214.303)
Уплаченный подоходный налог		(7.690)	(25.341)
Прочие налоги и платежи в бюджет и фонды		(107.668)	(84.883)
Уплаченные проценты	32	(45.931)	(23.028)
Уплаченные проценты по аренде	18, 32	(7.988)	(11.775)
Выплаты работникам		(92.436)	(84.161)
Прочие выплаты		(18.905)	(18.792)
<b>Чистые денежные потоки (использованные в)/от операционной деятельности</b>		<b>(282.033)</b>	<b>54.089</b>
<b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности</b>			
Возврат банковских вкладов		51.484	61.123
Поступления от продажи основных средств, нематериальных активов, и прочих долгосрочных активов		62	2.172
Дивиденды, полученные от совместных предприятий	8	342.162	541.462
Поступления от погашения долговых ценных бумаг		60.000	61.851
Поступления от погашения нот Национального Банка Республики Казахстан		421.826	49.919
Денежные средства приобретенной компании		-	1.264
Прочие поступления		383	-
Приобретение финансовых активов		-	(65.514)
Размещение банковских вкладов		(53.645)	(61.604)
Приобретение основных средств, нематериальных активов и активов по разведке и оценке		(316.975)	(283.686)
Предоставление займов связанным сторонам		(2.107)	(6.500)
Приобретение нот Национального Банка Республики Казахстан		(421.826)	(15.094)
<b>Чистые денежные потоки, полученные от инвестиционной деятельности</b>		<b>81.364</b>	<b>285.393</b>
<b>Денежные потоки от финансовой деятельности</b>			
Поступления по банковским кредитам	32	65.885	116.472
Поступления по выпущенным долговым ценным бумагам	32	101.677	142.623
Погашение банковских кредитов	32	(7.796)	(30.058)
Погашение выпущенных долговых ценных бумаг	32	(9.950)	-
Погашение займов от связанной стороны	32	-	(8.222)
Погашение обязательств по аренде	18, 32	(25.358)	(21.704)
Дивиденды, выплаченные Единственному Акционеру	14	-	(22.810)
<b>Чистые денежные потоки, полученные от финансовой деятельности</b>		<b>124.458</b>	<b>176.301</b>
<b>Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах</b>		<b>(76.211)</b>	<b>515.783</b>
Чистая курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам		(6.673)	43.557
Изменение в резервах по денежным средствам		-	13
Денежные средства и их эквиваленты, на начало года	11	626.124	66.771
Денежные средства и их эквиваленты, на конец года	11	543.240	626.124

\* Сумма денежных средств и их эквивалентов на конец года, закончившегося 31 декабря 2025 года, не соответствует сумме денежных средств и их эквивалентов, указанной в консолидированном отчете о финансовом положении за год, закончившийся 31 декабря 2025 года, поскольку включает сумму денежных средств и их эквивалентов выбывающих групп, классифицируемых как предназначенные для продажи, информация о которых приводится в Примечании 5.

Мирманов Ж.Ж.  
Заместитель Председателя Правления  
по экономике и финансам

Бокаев Е.Н.  
Главный бухгалтер

Прилагаемые примечания на страницах с 7 по 67 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

В млн тенге	Прим.	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Резерв по пересчету валюты отчетности	Прочие резервы	Нераспределенная прибыль	Итого
На 31 декабря 2023 г.		447.875	25.946	2.158	-	2.026.909	2.502.888
Чистая прибыль за год		-	-	-	-	289.093	289.093
Прочий совокупный доход за год		-	-	642	(107)	(26)	509
<b>Итого совокупный доход за год</b>		-	-	<b>642</b>	<b>(107)</b>	<b>289.067</b>	<b>289.602</b>
Выпуск акций	14	48.031	-	-	-	(342)	47.689
Дивиденды	14	-	-	-	-	(22.810)	(22.810)
Прочие операции с Акционером	14	-	12.543	-	-	-	12.543
На 31 декабря 2024 г.		495.906	38.489	2.800	(107)	2.292.824	2.829.912
Чистая прибыль за год		-	-	-	-	270.852	270.852
Прочий совокупный доход за год		-	-	1.044	(80)	(14)	950
<b>Итого совокупный доход за год</b>		-	-	<b>1.044</b>	<b>(80)</b>	<b>270.838</b>	<b>271.802</b>
Выпуск акций	14	244.232	-	-	-	(44.006)	200.226
Прочие операции с Акционером	14	-	9.389	-	-	-	9.389
На 31 декабря 2025 г.		740.138	47.878	3.844	(187)	2.519.656	3.311.329

Мирманов Ж.Ж.  
Заместитель Председателя Правления  
по экономике и финансам



Бокаев Е.Н.  
Главный бухгалтер

## **1 Общая информация**

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность АО «НК «QazaqGaz» (далее по тексту – «Компания», «QG» или «материнская организация») и его дочерних организаций (далее по тексту совместно именуемые – «Группа»).

«QG» является акционерным обществом, учрежденным на основании Постановления Правительства Республики Казахстан (далее – «Правительство») № 173 от 5 февраля 2000 года и зарегистрированным в форме закрытого акционерного общества 13 марта 2000 года. 9 июня 2004 года Компания была перерегистрирована в акционерное общество в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Головной офис Группы зарегистрирован по адресу Республика Казахстан, г. Астана, Есильский район, ул. Алихана Бокейхана, 12.

По состоянию на 31 декабря 2025 года АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына» или «Единственный акционер») является единственным акционером «QG», а все дочерние организации «Самрук-Казына» рассматриваются как связанные стороны Компании и Группы. Конечной контролирующей стороной «QG» является Правительство Республики Казахстан.

В соответствии с Постановлением Правительства РК № 914 от 5 июля 2012 года АО «НК «КазТрансГаз» был определен национальным оператором в сфере газа и газоснабжения. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2021 года № 852 «КазТрансГаз» был присвоен статус Национальной компании. Постановлением Правительства Республики Казахстан № 982 от 31 декабря 2021 года АО «НК «КазТрансГаз» был переименован в АО «НК «QazaqGaz». Основной задачей Компании в качестве национального оператора является надежное обеспечение внутренних потребностей Казахстана в товарном газе.

Основные направления деятельности Группы также включают:

- управление инвестиционной деятельностью для общего развития газотранспортных систем магистральных трубопроводов в Казахстане;
- управление инвестиционной деятельностью для разработки газовых месторождений в Казахстане;
- предоставление консультационных услуг по исследованию и разработке проектов в газовой промышленности;
- реализация газа на зарубежных и местных рынках;
- участие в программе разработки и внедрения государственной программы развития газовой промышленности.

Операционная деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан «О естественных монополиях» (далее – «Закон»), поскольку Группа является монополистом в области транспортировки и реализации газа на внутреннем рынке. Согласно Закону, тарифы Группы по транспортировке и реализации газа на внутреннем рынке утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

Данная консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску заместителем председателя правления по экономике и финансам и главным бухгалтером 27 февраля 2026 года.

В 2025 году аудиторские и неаудиторские услуги, оказанные Группе нынешним аудитором ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс», составляли 242 млн тенге и 16 млн тенге (2024 год: 246 млн тенге и ноль тенге), соответственно.

### **Разведка и добыча углеводородов**

В декабре 2000 года Группа подписала контракт с Агентством Республики Казахстан по инвестициям на осуществление работ по разведке и добыче углеводородов на территориях Северный Учарал, Учарал-Кемпиртобе, а также блоках XXXIII-48, XXXIII-49, XXXIV-49, XXXIV-50, XXXIV-51, XXXV-50, включая газовые месторождения Амангельды, Анабай, Айрақты и Кумырлы, Жамбылская область, Южный Казахстан (далее – «Контракт по разведке и добыче углеводородов»).

Группа начала добычу и реализацию газа на газовом месторождении Амангельды в ноябре 2003 года, на месторождении Жаркум в декабре 2014 года и на месторождении Анабай в ноябре 2023 года. В 2023 году Группа также заключила Контракт на закрепление участка добычи месторождения Барханная. Месторождение Барханная было введено в эксплуатацию 26 декабря 2025 года.

В 2024 году Группа получила Контракт на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам на участке Малдыбай в Жамбылской области Республики Казахстан. Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из периода разведки продолжительностью восемнадцать (18) лет и периода добычи продолжительностью двадцать пять (25) лет.

## 1 Общая информация (продолжение)

В рамках соглашения о совместной деятельности от 30 июля 2024 года между QazaqGaz и АО «Нефтяная компания «КОР» (далее – КОР), Группа совместно с ТОО «Бозой Оперейтинг» стали сторонами Контракта на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам на участке Шалкар в Актюбинской области. 6 января 2025 года совместно с ТОО «Бозой Оперейтинг» была зарегистрирована компания-оператор ТОО «Shalqar Energy» с долями участия 50% на 50%, которая была создана с целью осуществления всех операций по недропользованию. Группа учитывает ТОО «Shalqar Energy» как совместные операции в соответствии с МСФО (IFRS 11) «Совместная деятельность».

В течение 2025 года Группой также были подписаны контракты на разведку и добычу углеводородов на участках «Аккудук» с КОР и «Северный-2» с АО «КазАзот». Подробная информация описана в Примечании 31.

По условиям Контракта по разведке и добыче углеводородов Группа имеет право отказаться от любой из своих контрактных территорий в случае, если коммерчески рентабельные запасы углеводородов не будут обнаружены.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности (Совет по МСФО).

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по исторической стоимости, за исключением активов и обязательств, которые оцениваются по справедливой стоимости, как указано в учетной политике и примечаниях к данной консолидированной финансовой отчетности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчетности округлены до миллиона, кроме случаев, где указано иное.

Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе допущения о непрерывности деятельности. Для оценки данного допущения Группа выполнила прогноз ликвидности на основе различных стресс-тестов, чтобы убедиться, что она продолжает применять принцип непрерывности деятельности при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности.

### Основа консолидации

Финансовая отчетность дочерних организаций подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании, на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды были полностью исключены.

### Дочерние организации

По состоянию на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года Компания имела долю участия в следующих организациях, включенных в консолидированную финансовую отчетность:

Наименование	Место регистрации	Основная деятельность	Доля участия	
			2025 г.	2024 г.
АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА»)	Казахстан	Транспортировка и хранение газа, оказание услуг по техническому обслуживанию газопроводов в Казахстане	100%	100%
АО «QG Aimaq» («QG Aimaq»)	Казахстан	Реализация газа местным распределителям энергии, юридическим и физическим лицам	100%	100%
ТОО «QazaqGaz Onimderi»	Казахстан	Услуги по транспортировке	100%	100%
ТОО «Разведка и Добыча QazaqGaz» («РД QazaqGaz»)	Казахстан	Добыча природного газа и газового конденсата	100%	100%
ТОО «QazaqGaz Научно-технический Центр» («QazaqGaz НТЦ»)	Казахстан	Инженерно-техническое проектирование, научно-исследовательская деятельность	100%	100%
ООО «КазТрансГаз Бишкек»	Кыргызстан	Ремонтно-восстановительные работы и модернизация магистрального газопровода «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы»	100%	100%
«КТГ Файнэс Б.В.»	Нидерланды	Финансовая деятельность	100%	100%
АО «КазМунайГаз Сервис-NS»	Казахстан	Строительство и эксплуатация гольф-клуба	100%	100%
ТОО «Тегис Мунай» («Тегис Мунай»)	Казахстан	Добыча природного газа	100%	100%
ТОО «Мангышлак Мунай» («Мангышлак Мунай»)	Казахстан	Геологическая разведка и изыскания	100%	100%
ТОО «АзияГаз Чунджа» («АзияГаз Чунджа»)	Казахстан	Транспортировка и продажа газообразного топлива по трубопроводам, проектирование и эксплуатация объектов газоснабжения, нефтепроводов и нефтехимических производств	100%	100%
ТОО «GPC Investment» («GPCI»)	Казахстан	Строительство газоперерабатывающего завода	100%	100%

## 2 Основы подготовки финансовой отчетности (продолжение)

В 2024 году АО «КазТрансГаз Аймак» провел ребрендинг и был переименован в АО «QazaqGaz Аймак».

14 февраля 2024 года размещены простые акции АО «НК «QazaqGaz» в количестве 1,000 (тысяча) штук по цене размещения 38.737.143 тенге по праву преимущественной покупки путем передачи 100% доли участия в ТОО «GPC Investment» (далее - «GPCI») согласно договору передачи между АО «Самрук-Қазына» и АО «НК «QazaqGaz» на общую сумму 38.737 млн тенге. 16 февраля 2024 года завершена государственная перерегистрация 100% доли участия в GPCI на АО «НК «QazaqGaz».

7 октября 2024 года подписан договор передачи 100% доли участия в уставном капитале ТОО «АзияГаз Чунджа» (далее – «АзияГаз Чунджа») между АО «Самрук-Қазына» и АО «НК «QazaqGaz». 9 октября 2024 года были размещены простые акции АО «НК «QazaqGaz» в количестве 1,000 (тысяча) простых акций по цене размещения 9.294.167 тенге за одну простую акцию на общую сумму 9.294 млн тенге в адрес Единственного акционера.

### Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании

По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов Группа имела доли участия в следующих совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, которые учитываются в консолидированной финансовой отчетности по методу долевого участия:

Наименование	Место регистрации	Основная деятельность	Доля участия	
			31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г.
ТОО «Азиатский Газопровод» («АГП»)	Казахстан	Строительство и эксплуатация газопровода Казахстан – Китай	50%	50%
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» («ГБШ»)	Казахстан	Строительство и эксплуатация газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент	50%	50%
ТОО «АвтоГаз» («АГ»)	Казахстан	Организация, эксплуатация, строительство и обслуживание автогазонаполнительных компрессорных станций	50%	50%
ТОО «Отан Газ» («ОГ»)	Казахстан	Строительство газоперерабатывающего завода	50%	50%
Частная компания Beineu-Bozoi-Shymkent 2 Ltd. («BBS 2»)	Казахстан	Строительство и эксплуатация второй нитки газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент	50%	50%
Частная компания CS-14-Qostanay Ltd.	Казахстан	Строительство трубопроводной инфраструктуры, в том числе компрессорной станции КС-14 и магистрального газопровода КС-14	50%	50%
Частная компания Kashagan Gas Treatment Plant 2.5 BCMA Ltd.	Казахстан	Строительство газоперерабатывающего завода мощностью 2,5 млрд куб. м. Освоение газового месторождения «Придорожное» в Туркестанской области для производства сжиженного природного газа и сопутствующей продукции	25%	25%
Taiqonyr Energy Ltd.	Казахстан		24,99%	-

28 июня 2024 года на площадке Международного финансового центра «Астана» произведена регистрация Частной компании Beineu-Bozoi-Shymkent 2 Ltd. с 50% участием АО «НК «QazaqGaz» и 50% компании UCC Qazaqstan 6 LLC.

1 июля 2024 года на площадке Международного финансового центра «Астана» произведена регистрация Частной компании CS-14-Qostanay Ltd. с 50% участием АО «НК «QazaqGaz» и 50% компании UCC Qazaqstan 5 LLC.

1 июля 2024 года на площадке Международного финансового центра «Астана» произведена регистрация Частной компании Kashagan Gas Treatment Plant 2.5 BCMA Ltd. с 25% участием АО «НК «QazaqGaz» и 75% компании UCC Qazaqstan 2 LLC.

22 июля 2025 года на площадке Международного финансового центра «Астана» произведена регистрация Частной компании Taiqonyr Energy Ltd. с 24,99% участием АО «НК «QazaqGaz» (ТОО «Мангышлак Мунай») и 75,01% компании Gas Solutions Ltd. Мангышлак Мунай передало права недропользования месторождения Придорожное в качестве вклада в уставный капитал Taiqonyr Energy Ltd. на сумму 11.044 млн тенге. В связи с передачей прав в ассоциированную компанию нерезализованная часть прибыли в размере 1.311 млн тенге была исключена при признании инвестиции. В рамках данной передачи прав также признано обесценение газовых активов в размере 6.431 млн тенге.

## **2 Основы подготовки финансовой отчетности (продолжение)**

Группа имеет доли участия в совместной деятельности в форме совместных предприятий, в которых участники совместной деятельности вступили в договорные соглашения, устанавливающие совместный контроль над экономической деятельностью предприятия. Соглашение требует единодушного согласия сторон, разделяющих контроль. Инвестиции в совместные предприятия, кроме ТОО «Shalqar Energy», как описано выше, учитываются Группой по методу долевого участия.

Доля Группы в прибыли или убытке совместно-контролируемого предприятия представлена непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль или убыток, приходящиеся на участников совместного предприятия, и поэтому определяется как прибыль или убыток после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних организациях совместного предприятия.

Финансовая отчетность совместного предприятия подготавливается за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность Группы. В случае необходимости для приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы вносятся корректировки.

### *Приобретение дочерних компаний у сторон, находящихся под общим контролем*

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, переданной между сторонами, находящимися под общим контролем, учитываются в данной консолидированной финансовой отчетности по их балансовой стоимости, отраженной в отчетности передающей компании (Предшественника) на дату перехода. Соответствующий гудвилл, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей текущей стоимостью чистых активов, включая гудвилл Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

В случае если приобретение рассматривается как существенное, то консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

### **Пересчет иностранных валют**

#### *Функциональная валюта и валюта представления*

Консолидированная финансовая отчетность представлена в казахстанских тенге («тенге»), являющихся функциональной валютой большинства предприятий Группы. Каждое предприятие в составе Группы определяет свою собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждого предприятия, измеряются в выбранной им функциональной валюте.

#### *Компании Группы*

Доходы, убытки и финансовое положение всех дочерних организаций и совместных предприятий Группы (ни одна из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на отчетную дату;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на даты осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на даты осуществления операций); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

#### *Курсы обмена валют*

В качестве официальных обменных курсов в Республике Казахстан используются средневзвешенные валютные курсы, установленные на Казахстанской фондовой бирже («КФБ»).

## **2 Основы подготовки финансовой отчетности (продолжение)**

На 31 декабря 2025 года валютный обменный курс Казахстанской фондовой биржи составил 505,53 тенге за 1 доллар США и 6,34 тенге за 1 российский рубль. Данные курсы использовались для пересчета денежных активов и обязательств, выраженных в долларах США и российских рублях, по состоянию на 31 декабря 2025 года (в 2024 году: 525,11 тенге за 1 доллар США и 4,88 тенге за 1 российский рубль).

### **Операционная среда**

В июле 2025 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило суверенный рейтинг Казахстана на уровне «ВВВ» со «стабильным» прогнозом, данный рейтинг отражает сильные бюджетные и внешние балансы, устойчивые к внешним шокам, а также гибкость финансирования, подкрепленную накопленными сбережениями от нефтяных доходов. Этим сильным сторонам противопоставляется высокая зависимость от сырьевых товаров, высокая инфляция, которая частично отражает менее развитую макроэкономическую политику по сравнению с аналогичными странами в категории «ВВВ», а также слабые показатели управления. Сырая нефть и нефтяной конденсат по-прежнему вносят наибольший вклад в бюджетные доходы и экспорт, а на долю этого экспорта приходится 17% ВВП, что может подвергать экономику внешним шокам. Предпринимаются усилия по диверсификации экономики, на реализацию которых потребуется время в связи с имеющимися проблемами, связанными с бизнес-средой и нехваткой квалифицированных кадров.

Казахстан, как ожидается, останется очень зависимым от сырой нефти и нефтяных конденсатов, на которые приходится более половины экспорта. Кроме того, почти 80% казахстанской сырой нефти экспортируется через Россию через Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), что создает геополитический риск. Доля, вероятно, останется высокой, учитывая преимущества в плане стоимости, несмотря на некоторую недавнюю диверсификацию маршрутов.

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Эти особенности также включают, но не ограничиваются национальной валютой, которая не имеет свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг.

Инфляция в течение 2025 года оставалась относительно стабильной и увеличилась до 12,3% в декабре 2025 года по сравнению с 8,6% в декабре 2024 года. Рост экономики увеличился до 6,4% в 2025 году по сравнению с 3,8% в 2024 году. Аналитики прогнозируют, что рост ВВП в 2026 году сохранится на уровне 6,2%.

Экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство принимает необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы. Однако, будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

Кроме того, нефтегазовый сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в Республике Казахстан. Перспективы экономической стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, принимаемых Правительством, а также от развития и совершенствования правового поля в рамках политической системы страны, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы.

### **Конфликт на территории Украины и влияние антироссийских санкций**

Конфликт на территории Украины, начавшийся в 2022 году, привел к возникновению целого ряда особенностей учета по стандартам бухгалтерского учета МСФО, затрагивающих консолидированную финансовую отчетность. Многие страны уже наложили и продолжают налагать новые санкции на отдельные российские юридические лица и российских граждан, включая запрет российским банкам пользоваться системой Swift. Сложившаяся ситуация сама по себе, а также потенциальные колебания товарных цен, валютных курсов, ограничения импорта и экспорта, доступность местных материалов и услуг и доступ к местным ресурсам напрямую повлияли на компании, осуществляющие существенные объемы деятельности на территориях СНГ.

Россия является крупнейшим торговым партнером Казахстана. Казахстан также в значительной степени зависит от Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), по которому транспортируется до 80% экспорта нефти. КТК испытывал некоторые сбои из-за регуляторных и вопросов безопасности, однако риск крупномасштабных перебоев в экспорте через КТК считается низким, учитывая умелое управление Казахстаном отношениями с Россией и Западом.

## **2 Основы подготовки финансовой отчетности (продолжение)**

В рамках своей деятельности Группа осуществляет транспортировку и транзит российского газа по территории Республики Казахстан. Группа также заключила договоры на покупку российского газа для покрытия внутреннего дефицита газа. По состоянию на 31 декабря 2025 года российская компания, с которой Группа осуществляет операции по покупке и транспортировке газа, не включена в санкционный список Великобритании, Евросоюза и США и не подвергается целенаправленным санкциям, а также не подпадает под действие мер по замораживанию активов. В настоящее время взаиморасчеты с российской компанией производятся своевременно, и на дату выпуска данной отчетности задержек платежей нет.

Продолжение операций с Россией может привести к риску введения вторичных санкций на деятельность Группы. Согласно списку санкций, опубликованных США, некоторые компании России входят в список в «Non-SDN» (не блокирующие санкции), согласно которому запрещены операции по предоставлению финансирования и другие операции с новым долговым обязательством со сроком погашения более 14 дней или новым акционерным капиталом. Руководство Группы оценивает потенциальное влияние антироссийских санкций на деятельность Группы и предпримет все возможные шаги для снижения рисков.

Нынешний конфликт и экономические санкции еще не оказали на Группу существенного влияния, но остается значительная неопределенность относительно исхода конфликта и будущих экономических санкций. Группа учитывает влияние антироссийских санкций в своей деятельности и на постоянной основе осуществляет их мониторинг для минимизации негативных эффектов. На основе первоначальной оценки рисков и последующих обновлений санкционных программ и списков Группа разработала план действий по минимизации возможных негативных последствий. Этот план действий обновляется по мере выявления новых рисков или обновления программ и списков санкций.

Выгодное географическое положение в сочетании с развитой инфраструктурой и отсутствием конкуренции, а также отсутствия альтернативных газовых маршрутов сопоставимого размера, обеспечивает объемы транспортировки для трубопроводной системы Группы в обозримом будущем. Группа также получает выгоду из растущего спроса на газ крупных конечных рынков (Китай, Россия и страны Центральной Азии).

В августе 2025 года агентство Standard & Poor's повысило прогноз по кредитным рейтингам QazaqGaz на уровне «BB+» со «стабильного» на «позитивный» после проведенных действий по суверенным рейтингам Республики Казахстан. По мнению Агентства, растущий спрос на газ на фоне цели правительства по газификации 65% территории страны к 2030 году по сравнению с 60% в 2023 году делает газ важной частью энергетического баланса Казахстана и декарбонизации.

В январе 2026 года агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочные рейтинги дефолта QazaqGaz на уровне «BB+» со «стабильным» прогнозом. Это решение было связано с (i) новыми инвестиционными программами, (ii) ростом тарифов на газ и (iii) увеличением потребления природного газа в Казахстане. Экономика Республики Казахстан продолжает демонстрировать характерные черты развивающихся рынков, включая особенности национальной валюты и уровень ликвидности на рынке ценных бумаг. Руководство продолжает отслеживать текущие изменения и их потенциальное влияние, принимая необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы.

Кроме того, нефтегазовый сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в Республике Казахстан. Перспективы экономической стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, принимаемыми Правительством, а также от развития и совершенствования правового поля в рамках политической системы страны, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы.

Руководство не в состоянии предвидеть ни степень, ни продолжительность изменений в экономике или оценить их возможное влияние на финансовое положение Группы в будущем. Руководство уверено, что оно в рамках своей обычной деятельности на регулярной основе принимает все доступные механизмы для предотвращения сотрудничества с компаниями находящимися в санкционных списках Европейского Союза, Управления по контролю за иностранными активами (OFAC) и любых других применимых санкций, а также предпринимает все необходимые меры для поддержания устойчивости и роста деятельности Группы в текущих обстоятельствах.

## **2 Основы подготовки финансовой отчетности (продолжение)**

### **Пересчет сравнительной информации**

Некоторые суммы в консолидированном отчете о финансовом положении за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, были реклассифицированы в соответствии с представлением, принятым в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2025 года.

Ранее Группа представляла свои обязательства по начисленным бонусам работникам, резерву по неиспользованным отпускам и задолженность по заработной плате как прочие финансовые обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении. Однако руководство считает более уместным, если все обязательства по работникам будут представлены в составе обязательств по вознаграждению работников в консолидированном отчете о финансовом положении. Сравнительные данные за предыдущие годы по состоянию на 31 декабря 2024 года были пересчитаны путем реклассификации 20.515 млн тенге из прочих краткосрочных финансовых обязательств в обязательства по вознаграждению работников.

Группа изменила представление своей консолидированной финансовой отчетности, поскольку новое представление предоставляет информацию, которая более актуальна для пользователей консолидированной финансовой отчетности, а также соответствует требованиям МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности».

## **3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения**

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах и активах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

В процессе применения учетной политики Группы руководство использовало следующие суждения, оказывающие наиболее существенное влияние на суммы, признанные в консолидированной финансовой отчетности:

### *Резерв по НДС к возмещению*

Группа проводит анализ того, является ли сумма НДС к возмещению сомнительной, не реже одного раза в год. Резерв по сомнительной сумме НДС к возмещению основан на ожиданиях руководства в отношении будущих оборотов, подлежащих обложению НДС, и возврата НДС денежными средствами. Необходимы существенные суждения руководства для определения того, сможет ли Группа в дальнейшем защитить свое право на возврат или зачет НДС. Более подробная информация представлена в Примечании 10.

### *Обесценение основных средств и газовых активов*

Расчет ценности использования основан на модели дисконтированных денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие 5 (пять) лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы еще не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов, проверяемых на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные средства.

Существенные изменения ставок дисконтирования, рост себестоимости газа и пересмотр макроэкономических прогнозов были определены как потенциальные индикаторы обесценения долгосрочных активов Группы. Возмещаемая стоимость наиболее чувствительна к ставке дисконтирования, используемой в модели дисконтированных денежных потоков, а также к ожидаемым притокам денежных средств и темпам роста, использованным в целях экстраполяции.

Группа произвела оценку возмещаемой стоимости долгосрочных активов ИЦА и QG Aimaq по состоянию на 31 декабря 2025 года. Долгосрочные активы ИЦА и QG Aimaq были определены как отдельные единицы, генерирующие денежные средства.

**3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения (продолжение)***Транспортировка и хранение газа (ИЦА)*

Возмещаемая сумма единицы, генерирующей денежные средства, рассчитывается с использованием модели дисконтированных денежных потоков. Ставка дисконтирования была получена от средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемный, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала выводится от ожидаемой доходности по инвестициям ИЦА. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах, которые ИЦА обязана обслуживать. Присущий риск был включен путем применения индивидуального бета фактора. Бета фактор был оценен, основываясь на общедоступных рыночных данных. Бизнес-план, утверждаемый на ежегодной основе, является основным источником информации для предполагаемых денежных потоков. Он содержит прогнозы по объемам транспортировки газа, выручке, расходам и капитальным затратам.

Различные допущения, такие как тарифы на транспортировку, а также уровень инфляции расходов, учитывают существующие цены, другие макроэкономические факторы и исторические тенденции, и колебания. Предполагаемые денежные потоки были основаны на пятилетнем бизнес-плане ИЦА, с учетом договора на реверсный транзит, а также текущих оценках руководства о потенциальных изменениях в операционных и капитальных затратах.

Основные допущения, использованные в расчете, были прогнозированы следующим образом:

- Объем транспортировки – среднегодовые темпы роста за пятилетний прогнозный период; на основе прошлых результатов и ожиданий руководства относительно развития рынка;
- Тариф на транспортировку – на основе тарифов, утвержденных Комитетом по Регулированию Естественных Монополий (КРЕМ) для внутреннего рынка и тарифов по договорам с международными контрагентами по транспортировке на экспорт и транзит с учетом среднегодового темпа роста и долгосрочных прогнозов инфляции после пятилетнего прогнозного периода;
- Ежегодные капитальные затраты – на основе исторического опыта руководства и запланированных расходов согласно пятилетним прогнозным данным на поддержание в рабочем состоянии производственных активов и прочих основных средств, непосредственно участвующих в процессе производственной деятельности, а также инвестиций в новые проекты;
- Макроэкономические прогнозы – в модели были использованы вспомогательные прогнозы с международного источника EIU и Oxford Economics, такие как потребительские и производственные прогнозы, а также прогнозы процентных ставок, инфляции и прогнозный курс доллара к тенге на следующие 25 лет. Данные о потребительских и производственных изменениях, а также прогнозы по процентным ставкам и инфляции были получены от Oxford Economics, а прогнозы по курсу доллара - от EIU.

Ниже представлены предположения, на основе которых была определена стоимость от использования и к которым наиболее чувствительна возмещаемая стоимость:

	31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г.
<b>Допущение</b>		
Темпы роста на период свыше 5 лет	5,13%	5,14%
Ставка дисконтирования после налогообложения	15,89%	15,21%
Объемы транспортировки (за весь прогнозный период):		
- транспортировка внутри Казахстана	921 млрд.куб.м	1,032 млрд.куб.м
- транспортировка газа на экспорт	120 млрд.куб.м	115 млрд.куб.м
- международный транзит	1.295 млрд.куб.м	1.302 млрд.куб.м
Тарифы на транспортировку:		
- транспортировка внутри Казахстана (тыс. куб.м)	от 5.471,08 тенге	от 5.471,08 тенге
- транспортировка газа на экспорт (тыс. м3/100 км)	5 долл. США	5 долл. США
- международный транзит (тыс. м3/100 км)	2,42 долл. США	2,42 долл. США

На 31 декабря 2025 года возмещаемая стоимость долгосрочных активов составила 1.605.678 млн тенге, что превышает их балансовую стоимость на 99.453 млн тенге (на 31 декабря 2024 года: 1.469.770 млн тенге, что превышает их балансовую стоимость на 135.574 млн тенге).

**3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения (продолжение)**

Ниже представлен анализ чувствительности для значительных допущений по состоянию на 31 декабря 2025 года:

Допущение	Изменение допущения	Увеличение/ (уменьшение) возмещаемой стоимости в млн тенге	Обесценение (Да/Нет)	Сумма обесценения в млн тенге
	Увеличение на 1%	(74.363)	Нет	-
Темпы роста	Уменьшение на 1%	82.158	Нет	-
Ставка дисконтирования	Увеличение на 1%	(131.345)	Да	(31.892)
Объемы внутренней транспортировки	Уменьшение на 1%	151.024	Нет	-
Объемы экспортной транспортировки	Увеличение на 1%	11.775	Нет	-
	Уменьшение на 1%	(11.875)	Нет	-
Объемы транзита	Увеличение на 20%	60.024	Нет	-
	Уменьшение на 20%	(60.024)	Нет	-
Тариф на внутреннюю транспортировку	Увеличение на 1%	11.046	Нет	-
	Уменьшение на 1%	(12.046)	Нет	-
Тариф на экспортную транспортировку	Увеличение на 1%	11.775	Нет	-
	Уменьшение на 1%	(11.875)	Нет	-
Тариф на транзит	Увеличение на 20%	60.024	Нет	-
	Уменьшение на 20%	(60.024)	Нет	-
	Увеличение на 1%	11.046	Нет	-
	Уменьшение на 1%	(12.046)	Нет	-

*Реализация газа местным распределителям энергии, юридическим и физическим лицам (QG Aймаq)*

Возмещаемая стоимость единицы, генерирующей денежные средства, была определена как ценность использования с применением модели дисконтированных денежных потоков. В оценке денежных потоков включено множество субъективных факторов, в том числе операционные и финансовые, с использованием наилучших доступных доказательств.

Ставка дисконтирования была получена от средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения. Средневзвешенная стоимость капитала учитывает, как заемный, так и собственный капитал. Стоимость собственного капитала выводится от ожидаемой доходности по инвестициям QG Aймаq с учетом премии за риск инвестирования в капитал и премии за размер QG Aймаq. Стоимость заемного капитала основана на процентных займах, которые QG Aймаq обязана обслуживать. Присущий риск был включен путем применения индивидуального бета фактора. Бета фактор был оценен, основываясь на общедоступных рыночных данных.

Основные допущения, использованные в расчете, были прогнозированы следующим образом:

- Объем закупа и поставок газа – на основании Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2026–2030 годы, утвержденного Постановлением Правительства РК, и Баланса газа РК на 2025-2030 годы, утвержденного приказом Министра Энергетики РК, а также Бизнес-план на 2026-2030 годы, утвержденный Советом директоров QG Aймаq; Прогноз учитывает динамику роста внутреннего потребления, расширение уровня газификации регионов и ожидаемое увеличение объемов транзита и магистральной транспортировки;
- Тарифы на транспортировку – на основе тарифов, утвержденных Комитетом по Регулированию Естественных Монополий (КРЕМ) на пять лет и с учетом действующей методологии тарифообразования, утвержденных предельных тарифов, а также среднесрочных и долгосрочных прогнозов инфляции и индексации после завершения пятилетнего периода;
- Ежегодные капитальные затраты – на основе исторической структуры капитальных вложений и утвержденной инвестиционной программы QG Aймаq, включая расходы на поддержание и модернизацию существующей газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры, замену изношенных активов, а также реализацию новых проектов по расширению и развитию сети.

**3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения (продолжение)**

Ниже представлены предположения, на основе которых была определена ценность использования и к которым наиболее чувствительна возмещаемая стоимость:

<b>Допущения в отношении возмещаемой стоимости долгосрочных активов:</b>	<b>На 31 декабря 2025 г.</b>	<b>На 31 декабря 2024 г.</b>
Темпы роста на период свыше 5 лет	6,08%	5,16%
Ставка дисконтирования после налогообложения	14,58 %	15,74%
Объемы реализации газа до 2031 года	108.7 млрд. куб.м	120.3 млрд. куб.м
Объемы транспортировки газа до 2031 года	75.9 млрд. куб.м	94 млрд. куб.м
<b>Тарифы на:</b>		
- реализацию газа (тыс. куб.м)	от 37.9 тыс. тенге	от 27.6 тыс. тенге
- транспортировка газа (тыс. куб.м)	от 4.3 тыс. тенге	от 4.2 тыс. тенге

На 31 декабря 2025 года возмещаемая стоимость долгосрочных активов составила 336.458 млн тенге, что превышает их балансовую стоимость на 89.020 млн тенге (на 31 декабря 2024 года: 284.628 млн тенге, что превышает их балансовую стоимость на 33.115 млн тенге).

Ниже представлен анализ чувствительности для значительных допущений по состоянию на 31 декабря 2025 года:

<b>Допущение</b>	<b>Изменение допущения</b>	<b>Увеличение/ (уменьшение) возмещаемой стоимости в млн тенге</b>	<b>Обесценение (Да/Нет)</b>	<b>Сумма обесценения в млн тенге</b>
Темпы роста	Увеличение на 1%	19.049	Нет	-
	Уменьшение на 1%	(16.054)	Нет	-
Ставка дисконтирования	Увеличение на 1%	(33.644)	Нет	-
	Уменьшение на 1%	41.204	Нет	-
Объемы реализации и транспортировки газа	Увеличение на 5%	46.534	Нет	-
	Уменьшение на 5%	(46.171)	Нет	-
Тариф на реализацию и транспортировку газа	Увеличение на 5%	435.373	Нет	-
	Уменьшение на 5%	(235.666)	Да	(146.646)

**Первоначальное признание операций со связанными сторонами**

В ходе своей обычной деятельности Группа проводит операции со связанными сторонами. В соответствии с МСФО (IFRS) 9, финансовые инструменты должны первоначально отражаться по справедливой стоимости. При отсутствии активного рынка для таких операций для того, чтобы определить, осуществлялись операции по рыночным или нерыночным процентным ставкам, используются профессиональные суждения. Основанием для суждения является ценообразование на аналогичные виды операций с несвязанными сторонами и анализ эффективной процентной ставки. Время от времени Группа получает займы от Акционера и оценивает их по справедливой стоимости при первоначальном признании (Примечание 14).

В течение 2025 и 2024 годов Группа (ИЦА) выпустила долговые ценные бумаги – облигации со ставкой купона ниже рыночной. Все выпущенные облигации были размещены на площадке АО «Казахстанская фондовая биржа». Группа признала каждый транш по справедливой стоимости при первоначальном признании. Разница между справедливой стоимостью на дату признания и номинальной стоимостью облигаций была признана в капитале как прочие операции с Акционером.

### **3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения (продолжение)**

#### *Активы в форме права пользования и обязательства по аренде*

31 декабря 2021 года Группа заключила договор аренды магистрального газопровода «Сарыарка» с АО «АстанаГаз КМГ» со сроком аренды на 5 лет с 2022 по 2026 годы, который вступил в силу с даты утверждения КРЕМ тарифов на транспортировку газа на внутреннем рынке, то есть с 1 января 2022 года. Данный договор был заключен на условиях переменных арендных платежей, вариативность которых зависит от объема газа, транспортируемого через МГ «Сарыарка». Руководство Группы пришло к выводу, что в связи с неизбежностью и отсутствием реальной изменчивости арендных платежей, они являются фиксированными по существу, и поэтому должны быть включены в оценку обязательства по аренде. Группа признала обязательства по аренде МГ «Сарыарка» и право пользования на дату вступления в силу договора в размере 111.327 млн тенге.

#### *Резервы по ликвидации и восстановлению участков*

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральных трубопроводах» от 4 июля 2012 года и Экологическим Кодексом Республики Казахстан у Группы есть юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков. В частности, обязательство Группы связано с демонтажем газопроводов и рекультивацией земельных участков.

Расчет обязательств по ликвидации производственных активов на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года был выполнен Группой на основе результатов оценок, проведенных внутренними специалистами. Объем работ, предусмотренный законодательством и включенный в расчет, включал в себя демонтаж объектов и инфраструктуры (магистрального трубопровода, газораспределительных станций, компрессорных станций подъездных дорог, вертолетных площадок, зданий и прочих объектов) и последующее восстановление земель.

Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства. Резервы по ликвидации скважин и восстановлению участка пересматриваются на каждую отчетную дату и корректируются для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах».

При оценке будущих затрат использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдаленному будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределенности, относящиеся к затратам на окончательное закрытие, уменьшаются влиянием дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации газопроводов, закрытия всех эксплуатационных газовых скважин и рекультивации контрактной территории, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Основные допущения при проведении таких оценок включают в себя оценку ставки дисконта, суммы и сроков будущих денежных потоков. Ставка дисконта применена к номинальной стоимости работ, которую руководство предполагает понести. Учетные оценки руководства, произведенные по текущим ценам, увеличены с использованием предполагаемого долгосрочного уровня инфляции (2025 год: 7,23%, 2024 год: 5,14%) и впоследствии дисконтированы на основе ставки дисконта, отражающей текущие рыночные оценки временной стоимости денежных средств, а также риски по обязательствам, которые не были учтены в наилучших оценках затрат. Ставка дисконта основывается на безрисковой ставке, определенной как доходность государственных облигаций со сроками погашения, совпадающими со сроками контрактов на недропользование.

Долгосрочные темпы инфляции и ставки дисконта, использованные для определения обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении на 31 декабря 2025 года, составляли 7,23% и 12,22%, соответственно (31 декабря 2024 года: 5,14% и 10,03%). Балансовая стоимость резерва по ликвидации газопроводов и компрессорных станций и восстановлению участка на 31 декабря 2025 года составила 87.340 млн тенге (31 декабря 2024 года: 82.417 млн тенге). Балансовая стоимость резерва по ликвидации скважин и восстановлению участка по контракту по разведке и добыче углеводородов на 31 декабря 2025 года составила 779 млн тенге (31 декабря 2024 года: 567 млн тенге). Более подробная информация представлена в Примечании 17.

### 3 Существенные учетные суждения, оценочные значения и допущения (продолжение)

Ниже представлен количественный анализ чувствительности для существенных допущений по состоянию на 31 декабря:

В млн тенге	Влияние на резерв по ликвидации газопровода и восстановлению участка	
	31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г.
<b>Допущения по ликвидации газопровода и восстановлению участка</b>		
Стоимость ликвидации на 1 км:		
- Увеличение на 10%	8.437	7.914
- Уменьшение на 10%	(8.437)	(7.914)
Уровень инфляции:		
- Увеличение на 1%	27.111	27.010
- Уменьшение на 1%	(20.684)	(20.302)
Ставка дисконтирования:		
- Увеличение на 1%	(19.725)	(19.366)
- Уменьшение на 1%	26.007	25.909

### 4 Существенная информация об учетной политике

#### **Налоговый кодекс Республики Казахстан (№ 214-VIII ЗПК)**

18 июля 2025 года принят новый Налоговый кодекс Республики Казахстан, который вступает в силу с 1 января 2026 года. Руководство провело анализ влияния нового Налогового кодекса на отложенные налоговые активы и обязательства Группы в соответствии с МСФО (IAS) 12 с учётом налоговых правил, которые будут действовать на момент восстановления временных разниц. По результатам проведённого анализа применение нового Налогового кодекса не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчётность Группы.

#### **Pillar II**

*Международная налоговая реформа – типовые правила Pillar II – поправки к МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль»*

Консолидированная выручка Группы компаний QazaqGaz превышает порог, установленный правилами глобального минимального налогообложения (Pillar Two), и, соответственно, подпадает под действие данных правил.

По состоянию на 31 декабря 2025 года применение правил Pillar Two не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

#### **Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям**

Перечисленные ниже пересмотренные стандарты стали обязательными для Группы с 1 января 2025 года, но не оказали существенного воздействия на Группу:

- Поправки к МСФО (IAS) 21 «Ограниченная возможность обмена» (выпущены 15 августа 2023 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2025 года или после этой даты).

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

##### **Стандарты и поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу**

Ниже приводятся новые стандарты, поправки и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы. Группа намерена применить эти стандарты, поправки и разъяснения, если применимо, с даты их вступления в силу. Группа в настоящее время оценивает потенциальное влияние применения данных стандартов и не ожидает существенного влияния и поправок на консолидированную финансовую отчетность.

- Поправки к требованиям классификации и оценки финансовых инструментов — Поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7 (выпущены 30 мая 2024 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2026 года или после этой даты).
- МСФО (IFRS) 18 «Представление и раскрытие информации в финансовой отчетности» (выпущен 9 апреля 2024 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2027 года или после этой даты).
- МСФО (IFRS) 19 «Непубличные дочерние компании: раскрытия информации» (выпущен 9 мая 2024 года, изменен 21 августа 2025 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2027 года или после этой даты).
- МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных корректировок» (выпущен 30 января 2014 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2026 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 – «Продажа или взнос активов в сделках между инвестором и его ассоциированной организацией или совместным предприятием» (выпущены 11 сентября 2014 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с даты, которая будет определена Советом по МСФО).
- Поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7 – «Договоры на поставку электроэнергии, зависящей от природы» (выпущены 18 декабря 2024 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2026 года или после этой даты).
- Ежегодные усовершенствования Стандартов бухгалтерского учета МСФО (выпущены в июле 2024 года и вступают в силу с 1 января 2026 года).

##### **Оценка справедливой стоимости**

Все активы и обязательства, оцениваемые в консолидированной финансовой отчетности по справедливой стоимости, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются значительными для оценки по справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 – рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке;
- Уровень 3 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

Для целей раскрытия информации о справедливой стоимости Группа классифицировала активы и обязательства на основе их характера, присущих им характеристик и рисков, а также применимого уровня в иерархии источников справедливой стоимости, как указано выше.

##### **Основные средства**

Основные средства отражаются в бухгалтерском учете по себестоимости за вычетом накопленного износа и накопленных убытков по обесценению.

**4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

Износ основных средств (кроме газовых активов) рассчитывается на основе прямолинейного метода в течение расчетного срока полезной службы. Среднее значение срока службы по классам основных средств указано в следующей таблице:

	<u>Кол-во лет</u>
Здания и сооружения	36
Газотранспортная система	66
Машины и оборудование	28
Транспортные средства	16
Прочее	16

Амортизация на землю не начисляется.

Резерв на вывод из эксплуатации признается в полном объеме по дисконтированной стоимости тогда, когда Группа несет обязательства по демонтажу и выводу из эксплуатации сооружения или оборудования и восстановлению территории, на которой оно располагалось, и когда становится возможным обоснованно оценить объем такого резерва.

Незавершенное строительство представляет собой незаконченное строительство основных средств, учтенных по себестоимости. Незавершенное строительство включает в себя стоимость строительства, оборудования и прочие прямые затраты. Амортизация незавершенного строительства начинается тогда, когда строительство таких активов завершено, и они введены в эксплуатацию.

*Затраты, понесенные до приобретения права на недропользование*

Затраты, понесенные до заключения контракта на недропользование, относятся на расходы того периода, в котором они были понесены.

*Затраты на право недропользования*

Затраты по приобретению права на недропользование капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, балансовая стоимость права на недропользование и затраты на приобретение соответствующих объектов списывается. При установлении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, балансовая стоимость права на недропользование и затрат на приобретение соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами на разведку и оценку, и переносится в газовые активы.

*Затраты на разведку и оценку*

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочному бурению, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Данные расходы включают в себя компенсацию работникам, затраты на используемые материалы и топливо, аренду бурового оборудования и выплаты подрядчикам. Если запасы не обнаружены, активы по разведке и оценке тестируются на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный/непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов.

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы газа и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав газовых активов после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

*Затраты на разработку*

Расходы, связанные со строительством, установкой или завершением таких объектов инфраструктуры, как платформы и газопроводы, а также бурение эксплуатационных скважин, включая неудачные эксплуатационные скважины или оконтуривающие скважины, капитализируются в рамках месторождения газа.

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

##### *Износ и амортизация по газовым активам*

Износ газовых активов начисляется с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов газа, кроме объектов инфраструктуры, износ которых рассчитывается по прямолинейному методу.

##### **Аренда**

Группа оценивает, является ли соглашение арендой либо содержит ли оно признаки аренды, на дату начала арендных отношений.

##### *Группа как арендатор*

Группа использует единый подход к признанию и оценке всех договоров аренды, кроме краткосрочной аренды и аренды активов с низкой стоимостью. Группа признала обязательства по аренде в отношении осуществления арендных платежей и активы в форме права пользования, которые представляют собой право на использование базовых активов.

##### *Активы в форме права пользования*

Группа признает активы в форме права пользования на дату начала аренды. Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде.

Первоначальная стоимость активов в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесенные первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведенные на дату начала аренды или до такой даты, за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Активы в форме права пользования амортизируются линейным методом на протяжении сроков аренды.

Если право собственности на арендованный актив передается Группе в конце срока аренды или если стоимость отражает реализацию опциона на покупку, амортизация рассчитывается с использованием предполагаемого срока полезного использования актива.

##### *Обязательства по аренде*

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

Для расчета приведенной стоимости арендных платежей Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств на дату начала аренды, так как процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей. Кроме того, балансовая стоимость обязательств по аренде переоценивается в случае модификации, изменения срока аренды, изменения арендных платежей или изменения в оценке опциона на покупку базового актива.

##### *Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью*

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к своим краткосрочным договорам аренды техники и оборудования. Она также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды офисного оборудования, стоимость которого считается низкой. Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расходов линейным методом на протяжении срока аренды.

##### **Финансовые активы**

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

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

##### *Финансовые активы по амортизированной стоимости*

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом резерва на обесценение. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения.

Финансовые активы Группы, отражаемые по амортизированной стоимости, включают займы связанным сторонам, денежные средства и их эквиваленты, банковские депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность и прочие финансовые активы.

##### *Денежные средства и краткосрочные банковские вклады*

Денежные средства и их эквиваленты представляют денежные средства в банках и краткосрочные банковские вклады с первоначальным сроком погашения не более 3 (трех) месяцев. Денежные средства и их эквиваленты также включают соглашения обратного репо— вложение в высоколиквидные государственные ценные бумаги с соглашением о продаже их по более высокой цене в течение 1-30 дней. Операции репо легко конвертируются в денежные средства и их эквиваленты и подвержены незначительному риску изменения стоимости, поскольку они обеспечены Правительством Республики Казахстан.

##### *Прочие финансовые активы*

Прочие финансовые активы Группы, учитываемые по амортизированной стоимости, в основном включают в себя ноты НБРК, облигации Самрук-Казына и задолженность по финансовой аренде. Облигации Самрук-Казына и ноты НБРК со сроком погашения до 3-х месяцев являются высоколиквидными инвестициями, которые можно легко реализовать при необходимости. При этом, приобретение Нот НБРК и облигаций Самрук-Казына является частью инвестиционной деятельности Группы, а не частью ежедневного управления денежными средствами организации. При покупке данных ЦБ нет намерения реализовывать их раньше срока, в основном они удерживаются до срока погашения, в связи с чем Группа классифицирует их в качестве краткосрочных финансовых активов.

##### **Обесценение финансовых активов**

Ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок).

Для оценки увеличения кредитного риска Группа сравнивает риск наступления дефолта по финансовому инструменту по состоянию на отчетную дату с риском наступления дефолта по финансовому инструменту на дату первоначального признания. Анализируется обоснованная и подтверждаемая информация, доступная без чрезмерных затрат.

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно Группа признает ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Ожидаемые кредитные убытки по таким финансовым активам оцениваются с использованием матрицы оценочных резервов, основанной на прошлом опыте возникновения кредитных убытков в Группе, скорректированной на факторы, специфичные для заемщика, общие экономические условия и оценку как текущего, так и прогнозируемого развития условий по состоянию на отчетную дату.

##### **Финансовые обязательства**

Финансовые обязательства классифицируются как финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, или по амортизированной стоимости.

Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, а в случае долговых ценных бумаг и займов, за вычетом непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

После первоначального признания задолженность и займы впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в составе прибыли или убытка при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

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

Финансовые обязательства Группы, отражаемые по амортизированной стоимости, включают выпущенные долговые ценные бумаги, полученные займы и кредиторскую задолженность и обязательства по финансовым гарантиям.

##### *Торговая и прочая кредиторская задолженность*

Обязательства по торговой и прочей кредиторской задолженности первоначально учитываются по справедливой стоимости суммы, которая должна быть уплачена в будущем за полученные товары и услуги, независимо от того были ли выставлены счета Группе.

##### *Договоры финансовой гарантии*

Договором финансовой гарантии называется договор, согласно которому сторона, выдающая гарантию, обязуется выплатить определенную сумму для возмещения бенефициару по данному договору понесенного им убытка вследствие того, что определенный должник не осуществит в установленный срок платеж в соответствии с первоначальными или пересмотренными условиями договора. Договоры финансовой гарантии первоначально признаются как обязательство по справедливой стоимости с учетом затрат по сделке, непосредственно относящихся к выпуску гарантии.

Впоследствии обязательство оценивается по наибольшей из следующих величин: резервов на ожидаемые кредитные убытки, рассчитанные в соответствии с МСФО 9, и первоначально признанной суммы обязательства за вычетом накопленной амортизации согласно МСФО 15.

Гарантии признаются в бухгалтерском учете с момента выдачи гарантии до истечения срока ее действия или до полного выполнения требований или обязательств, предусмотренных условиями гарантии.

##### **Запасы**

Стоимость товарно-материальных запасов учитывается на основе метода ФИФО отдельно для каждого склада.

Группа признает транспортные расходы по услугам по транспортировке газа, оказываемым совместными предприятиями Группы. Данные расходы носят переменный характер и рассчитываются исходя из перевезенных объемов и тарифов за 1000м<sup>3</sup>/100 км, установленных в соответствии с приказом Департамента Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики для внутреннего рынка и договорных тарифов для экспортных объемов. Данные расходы по транспортировке не относятся непосредственно к приобретению запасов и, соответственно, не включаются в стоимость запасов, а признаются в себестоимости продаж.

##### **Обесценение нефинансовых активов**

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждой единицы, генерирующей денежные потоки (ЕГДП), к которой относятся отдельные активы.

Эти планы и прогнозных расчеты, как правило, составляются на 5 (пять) лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года. Убытки от обесценения продолжающейся деятельности отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в категории расходов в соответствии с функцией обесцененного актива.

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

##### **Резервы**

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы имеется обязательство по демонтажу и переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих затрат, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также создается соответствующее основное средство, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в составе газовых активов и активов газотранспортной системы.

##### **Резерв по ликвидации и восстановлению участка**

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

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;
- (б) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в качестве расходов; и
- (в) если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если такой признак существует, то Группа тестирует актив на предмет обесценения посредством оценки возмещаемой стоимости, и учитывает любой убыток от обесценения в соответствии с МСБУ 36.

##### **Уставный капитал и дивиденды**

Уставный капитал, состоящий из простых акций, признается по первоначальной стоимости. Дивиденды по простым акциям признаются как уменьшение собственного капитала в том периоде, когда они были объявлены. Выплата дивидендов по простым акциям осуществляются по усмотрению Единственного Акционера.

##### **Выручка по договорам с покупателями и прочие доходы**

В рамках детализации выручки по географическому региону, Группа классифицирует контрагентов по странам их регистрации или местонахождения, а не по месту фактического оказания услуг. Информация о выручке, детализированная по географическому признаку, позволяет оценить вклад различных регионов в общую выручку Группы и выявить потенциальные риски и возможности, связанные с деятельностью в каждом из регионов.

##### **Продажа газа**

Доходы от продажи газа признаются после передачи покупателю существенных рисков и выгод, связанных с правом собственности на товар, и обычно включают одно обязательство к исполнению. Доходы от реализации газа признаются с течением времени.

Средний срок погашения дебиторской задолженности по продаже газа от PetroChina Group составляет 50 дней, что значительно превышает средний показатель по внутренним покупателям (30 дней). Данное отклонение обусловлено спецификой работы с иностранным контрагентом, в частности, более длительным процессом согласования объемов и увеличенным временем на подписание первичных документов. Обязательства по договорам в среднем погашаются в течение 12 месяцев.

##### **Оказание услуг**

Группа ежемесячно выполняет свои обязательства к исполнению и признает выручку от оказания услуг по транспортировке газа и техническому обслуживанию газопроводов на основе фактических объемов оказанных услуг. Доходы от услуг по транспортировке газа признаются с течением времени, при условии, что покупатель одновременно получает и использует выгоды, предоставляемые Группой.

##### **Управленческие услуги**

Группа признает комиссию за управление, которая относится к управлению совместным предприятием «КазМунайГаз», ТОО «КазРосГаз», в определенный момент времени на основании утверждения объявления дивидендов ТОО «КазРосГаз».

#### **4 Существенная информация об учетной политике (продолжение)**

##### *Процентный доход*

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, процентный доход признается с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства.

##### *Дивиденды*

Доход от дивидендов признается, когда установлено право Группы на получение платежа, что, как правило, происходит, когда акционеры утверждают дивиденды.

##### **Обязательства по договору**

Обязательство по договору признается, если платеж от покупателя получен или становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что происходит ранее) прежде, чем Группа передаст соответствующие товары или услуги. Обязательства по договору признаются в качестве выручки, когда Группа выполняет свои обязанности по договору (т.е. передает контроль над соответствующими товарами или услугами покупателю).

##### **Затраты по займам**

Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть балансовой стоимости данного актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения. Затраты по займам включают в себя выплату процентов и прочие затраты, понесенные Группой в связи с заемными средствами.

##### **Текущий подоходный налог**

Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или, по существу, принятые на отчетную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает оценочные обязательства.

##### **Отложенный налог**

Отложенные налоговые активы и обязательства засчитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании, и налоговому органу.

##### **Налог на добавленную стоимость (далее – «НДС»)**

Налоговое законодательство предусматривает погашение налога на добавленную стоимость (НДС) по продажам и приобретениям на нетто основе. Таким образом, НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям, за вычетом НДС по продажам.

##### *НДС к уплате*

Тогда, когда сформирован резерв под обесценение дебиторской задолженности, убыток от обесценения учитывается на всю сумму задолженности, включая НДС. Соответствующее обязательство по НДС отражается в отчетности до списания дебиторской задолженности в налоговых целях.

##### *НДС к возмещению*

НДС к возмещению отражается в бухгалтерском учете по приобретенным товарам, работам и услугам, которые были приобретены с НДС и, если таковые были использованы в целях получения дохода.

## **5 Приобретения под общим контролем**

### *ТОО «GPC Investment»*

14 февраля 2024 года размещены простые акции АО «НК «QazaqGaz» в количестве 1,000 (тысяча) штук по цене размещения 38.737.143 тенге по праву преимущественной покупки путем передачи 100% доли участия в ТОО «GPC Investment» согласно договору передачи между АО «Самрук-Қазына» и АО «НК «QazaqGaz» на общую сумму 38.737 млн тенге. 16 февраля 2024 года завершена государственная перерегистрация 100% доли участия в GPCI на АО «НК «QazaqGaz».

В рамках соглашения о стратегических инвестиционных проектах, подписаного между Республикой Казахстан и Республикой Катар, планируется продажа доли в проектной компании GPCI с сохранением доли QG в 25%, в связи с чем, в данной консолидированной финансовой отчетности GPCI отражен в качестве выбывающей группы согласно МСФО 5. QG планирует завершить продажу 75% доли участия в GPCI до конца 2026 года.

Реализация не была завершена в течение 12 месяцев с даты первоначальной классификации актива, в качестве выбывающей группы. Это связано, прежде всего, с межправительственным характером сделки и продолжающимися переговорами с Покупателем по некоторым коммерческим и договорным вопросам. По состоянию на 31 декабря 2025 года переговоры продолжались, и обе стороны по-прежнему привержены завершению сделки к концу 2026 года.

По состоянию 31 декабря 2025 года балансовая стоимость активов и обязательств GPCI, отраженного в качестве группы выбытия, равны 323.349 млн тенге (2024: 239.135 млн тенге) и 232.233 млн тенге (2024: 172.717 млн тенге), соответственно. Чистая прибыль после налогообложения за период по GPCI составляет 5.085 млн тенге (чистый убыток за 2024 год: 10.373 млн тенге).

## 6 Основные средства

Движение основных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2025 и 2024 годов представлено следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	Прим.	Земля	Газовые активы	Здания и сооружения	Газотранспортная система	Оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого
<b>Первоначальная стоимость</b>										
31 декабря 2023 г.		568	76.813	152.600	996.904	466.291	30.160	13.262	87.801	1.824.399
Поступления		75	3.040	719	4.996	2.361	8.943	1.734	202.961	224.829
Изменение в оценках	17	-	28	(227)	(4.544)	(264)	-	-	-	(5.007)
Переводы в разведочные и оценочные активы		-	(18)	-	-	-	-	-	-	(18)
Переводы в активы, предназначенные для продажи		-	-	-	(1.642)	-	-	-	-	(1.642)
Переводы		-	9	14.140	76.623	64.338	(61)	2.624	(157.673)	-
Выбытия		(1)	(150)	(5)	(109)	(189)	(524)	(489)	(7)	(1.474)
<b>31 декабря 2024 г.</b>		<b>642</b>	<b>79.722</b>	<b>167.227</b>	<b>1.072.228</b>	<b>532.537</b>	<b>38.518</b>	<b>17.131</b>	<b>133.082</b>	<b>2.041.087</b>
Поступления		-	22.298	875	182.338	21.684	2.992	1.556	232.001	463.744
Изменение в оценках	17	-	45	793	(6.470)	1.463	-	-	-	(4.169)
Переводы в разведочные и оценочные активы		-	(59)	-	-	-	-	-	-	(59)
Переводы		35	8	7.057	162.667	32.386	-	869	(203.022)	-
Выбытия		-	(8.274)	(67)	(362)	(367)	(1)	(237)	(13)	(9.321)
<b>31 декабря 2025 г.</b>		<b>677</b>	<b>93.740</b>	<b>175.885</b>	<b>1.410.401</b>	<b>587.703</b>	<b>41.509</b>	<b>19.319</b>	<b>162.048</b>	<b>2.491.282</b>
<b>Накопленный износ и обесценение</b>										
31 декабря 2023 г.		-	(18.311)	(29.860)	(180.196)	(131.017)	(21.997)	(6.983)	(5.703)	(394.067)
Начисление за год		-	(3.386)	(4.487)	(22.826)	(19.199)	(1.439)	(1.083)	-	(52.420)
Обесценение		-	-	-	(2.904)	-	-	-	(94)	(2.998)
Переводы в активы, предназначенные для продажи		-	-	-	857	-	(2)	-	-	855
Переводы		-	(3)	(2.405)	3.074	(418)	-	(248)	-	-
Выбытия		-	89	5	80	168	436	372	-	1.150
<b>31 декабря 2024 г.</b>		<b>-</b>	<b>(21.611)</b>	<b>(36.747)</b>	<b>(201.915)</b>	<b>(150.466)</b>	<b>(23.002)</b>	<b>(7.942)</b>	<b>(5.797)</b>	<b>(447.480)</b>
Начисление за год		-	(4.949)	(4.335)	(27.488)	(22.139)	(2.136)	(1.443)	-	(62.490)
Переводы		-	-	(223)	1	200	1	21	-	-
Обесценение		-	(6.431)	-	(371)	34	-	-	241	(6.527)
Выбытия		-	147	33	350	304	1	235	-	1.070
<b>31 декабря 2025 г.</b>		<b>-</b>	<b>(32.844)</b>	<b>(41.272)</b>	<b>(229.423)</b>	<b>(172.067)</b>	<b>(25.136)</b>	<b>(9.129)</b>	<b>(5.556)</b>	<b>(515.427)</b>
<b>Остаточная стоимость</b>										
31 декабря 2024 г.		642	58.111	130.480	870.313	382.071	15.516	9.189	127.285	1.593.607
<b>31 декабря 2025 г.</b>		<b>677</b>	<b>60.896</b>	<b>134.613</b>	<b>1.180.978</b>	<b>415.636</b>	<b>16.373</b>	<b>10.190</b>	<b>156.492</b>	<b>1.975.855</b>

## **6 Основные средства (продолжение)**

### **Поступления**

В течение 2025 года поступления в незавершенное строительство в основном связаны с затратами на комплекс работ для обеспечения бесперебойной транспортировки газа по магистральным газопроводам (МГ) «САЦ-5», «САЦ-4» и «Лупинг САЦ-4» на сумму 124.694 млн тенге, строительство МГ «Талдыкорган-Ушарал» на сумму 46.229 млн тенге, капитальный ремонт МГ, пневматические испытания, аварийно-восстановительные работы на сумму 13.699 млн тенге, работы по отключению и подключению на участках МГ «САЦ» на сумму 7.850 млн тенге, строительство переемычки от газопровода-отвода АГРС «Елтай» с МГ «САЦ-3» на МГ «ЛСАЦ-4» на сумму 6.588 млн тенге, бурение эксплуатационных скважин-дублеров участка Жаманкюянкулак ПХГ «Бозой» на сумму 4.852 млн тенге, реконструкция узла подключения МГ «САЦ-4», «САЦ-5», «ЛСАЦ-4» на сумму 4.088 млн тенге, капитальный ремонт двигателя дожимной компрессорной станции ПХГ «Бозой» на сумму 2.057 млн тенге и капитальный ремонт узла запуска и приёма очистных и диагностирующих устройств на участке МГ «Карталы – Рудный» на сумму 1.817 млн тенге.

В течение 2025 года Группой были приняты 481 объект газоснабжения и проектно-сметная документация по проекту МГ «Талдыкорган-Ушарал» в обмен на простые акции, размещённые в адрес Единственного Акционера, на общую сумму 244.232 млн тенге (*Примечание 14*). Данные активы были признаны по справедливой стоимости в размере 200.226 млн тенге, разница в размере 44.006 млн тенге была признана в капитале.

В течение 2024 года поступления в незавершенное строительство в основном связаны с затратами на строительство МГ «Талдыкорган-Ушарал» на сумму 74.992 млн тенге, комплекс работ по МГ «САЦ» на сумму 43.651 млн тенге, строительство 2-ой нитки МГ «Алматы-Байсерке-Талгар» в Алматинской области на сумму 25.471 млн тенге, строительство обводного газопровода на участке МГ «БГР-ТБА» на сумму 6.353 млн тенге, капитальный ремонт магистральных газопроводов, пневматические испытания, аварийно-восстановительные работы на сумму 14.667 млн тенге, экспертно-диагностическое сопровождение капитального ремонта и подготовительные работы на сумму 2.109 млн тенге.

В 2025 году Группа получила основные средства на безвозмездной основе в размере 1.411 млн тенге (2024 год: 261 млн тенге).

### **Переводы в активы, предназначенные для продажи**

В течение 2024 года, Группа классифицировала демонтированные трубы чистой балансовой стоимостью 729 млн тенге в качестве активов, предназначенных для продажи, и отразила убыток от выбытия трубопроводов на сумму 58 млн тенге в прочих операционных расходах.

### **Переводы**

Значительная часть основных средств, введенных в эксплуатацию, связана с завершением строительства магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» на общую сумму 121.230 млн тенге, комплекса работ по МГ «САЦ-5», МГ «САЦ-4» и МГ «Лупинг САЦ-4» на сумму 30.993 млн тенге, капитального ремонта магистральных газопроводов, пневматических испытаний, замены дефектных труб, аварийно-восстановительных работ на сумму 12.921 млн тенге, строительства обводного газопровода на участке МГ «БГР-ТБА» на сумму 7.087 млн тенге и работ на участках МГ «САЦ» для обеспечения безопасности при проведении комплекса работ по транспортировке газа на сумму 6.801 млн тенге.

### **Прочее**

На 31 декабря 2025 года первоначальная стоимость и соответствующая накопленная амортизация полностью самортизированных основных средств, все еще находящихся в эксплуатации, составила 24.459 млн тенге (в 2024 году: 23.965 млн тенге).

В 2025 году Группа капитализировала затраты по займам в размере 22.527 млн тенге в балансовой стоимости основных средств, связанных со строительством активов (2024 год: 2.786 млн тенге). Средневзвешенная ставка капитализации затрат по займам составила 12,6% (2024 год: 15,5%).

По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа признала обесценение по основным средствам на сумму 6.527 млн тенге, включая 6.431 млн тенге по газовым активам Мангышлак Мунай (*Примечание 2*) (по состоянию на 31 декабря 2024 года: по основным средствам на сумму 2.998 млн тенге, включая 2.904 млн тенге по основным средствам АзияГаз Чунджа).

**7 Активы в форме права пользования**

Активы в форме права пользования по состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов представлены следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>Газотранспортные активы</b>	<b>Прочее</b>	<b>Итого</b>
1 января 2024 г.		66.796	11	66.807
Расходы по амортизации	23, 25	(22.265)	(2)	(22.267)
<b>31 декабря 2024 г.</b>		<b>44.531</b>	<b>9</b>	<b>44.540</b>
Расходы по амортизации	23, 25	(22.265)	(2)	(22.267)
Выбытия		-	(6)	(6)
<b>31 декабря 2025 г.</b>		<b>22.266</b>	<b>1</b>	<b>22.267</b>

31 декабря 2021 года Группа заключила договор аренды МГ «Сарыарка» с АО «АстанаГаз КМГ» на 2022 - 2026 годы. Договор аренды вступил в силу с даты утверждения КРЕМ тарифов на транспортировку газа на внутреннем рынке, то есть с 1 января 2022 года. На дату признания актива в форме права пользования и обязательств по аренде, Группа оценила ставку привлечения заемных средств арендатором в размере 17,3% годовых. На дату вступления в силу договора приведенная стоимость аренды МГ «Сарыарка» составила 111.327 млн тенге.

Группа признает расходы по краткосрочной аренде и по аренде активов с низкой стоимостью в качестве расходов периода в составе себестоимости и общих и административных расходов (*Примечания 23 и 25*).

**8 Инвестиции в совместные предприятия**

Финансовая информация об инвестициях в совместные предприятия представлена ниже:

<i>В млн тенге</i>	<b>«АГП»</b>	<b>«ГБШ»</b>	<b>«АГ»</b>	<b>«ОГ»</b>	<b>Итого</b>
31 декабря 2023г.	978.536	261.103	1.404	210	1.241.253
Доля в прибыли совместного предприятия	325.723	44.983	438	-	371.144
Доля в прочем совокупном доходе совместного предприятия	363	-	-	-	363
Дивиденды	(523.089)	(18.000)	(373)	-	(541.462)
<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>781.533</b>	<b>288.086</b>	<b>1.469</b>	<b>210</b>	<b>1.071.298</b>
Доля в прибыли совместного предприятия	285.019	21.990	673	-	307.682
Доля в прочем совокупном доходе совместного предприятия	1.141	-	-	-	1.141
Дивиденды	(325.723)	(16.000)	(439)	-	(342.162)
<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>741.970</b>	<b>294.076</b>	<b>1.703</b>	<b>210</b>	<b>1.037.959</b>

**8 Инвестиции в совместные предприятия (продолжение)****«АГП»**

В следующей таблице приведена обобщенная финансовая информация об инвестициях Группы в «АГП»:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Отчет о финансовом положении совместного предприятия</b>		
Оборотные активы, в том числе:	713.416	731.998
- денежные средства и эквиваленты	507.854	634.950
Внеоборотные активы	983.352	1.033.027
Краткосрочные обязательства, в том числе:	(42.768)	(37.207)
- торговая и прочая кредиторская задолженность	(36.616)	(22.412)
Долгосрочные обязательства, в том числе:	(170.060)	(164.754)
- отложенные налоговые обязательства	(104.562)	(109.451)
<b>Капитал</b>	<b>1.483.940</b>	<b>1.563.064</b>
Доля владения Группы	50%	50%
<b>Балансовая стоимость инвестиции</b>	<b>741.970</b>	<b>781.532</b>

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
<b>Отчет о совокупном доходе совместного предприятия</b>		
Выручка по договорам с покупателями	933.098	897.105
Себестоимость реализации, в том числе:	(193.121)	(193.325)
- износ и амортизация	(73.801)	(72.961)
Общие и административные расходы, в том числе:	(10.362)	(9.992)
- износ и амортизация	(989)	(989)
Финансовый доход, в том числе:	19.988	39.451
- процентные доходы	19.988	39.451
Финансовые расходы, в том числе:	(5.470)	(4.299)
- процентные расходы	(239)	(223)
Прибыль до налогообложения	712.346	815.586
Расходы по подоходному налогу	(142.307)	(164.140)
Чистая прибыль за год	570.039	651.446
Доля в прибыли совместного предприятия за год	285.019	325.723
Прочий совокупный доход/(убыток) за год	2.283	725
Доля в прочем совокупном доходе/(убытке) за год	1.141	363

15 февраля 2008 года, в соответствии с соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай, было создано совместное предприятие «АГП», с 50% участием Группы и 50% участием «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited». На 31 декабря 2025 и 2024 годов, уставный капитал «АГП» составил 1.200 млн тенге, из них сумма в 600 млн тенге была уплачена Группой.

**8 Инвестиции в совместные предприятия (продолжение)****«ГБШ»**

В следующей таблице приведена обобщенная финансовая информация об инвестициях Группы в «ГБШ»:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Отчет о финансовом положении совместного предприятия</b>		
Оборотные активы, в том числе:	70.475	126.431
- денежные средства и их эквиваленты	40.294	86.021
Внеоборотные активы	556.423	572.890
Краткосрочные обязательства, в том числе:	(24.130)	(53.349)
- краткосрочные займы полученные	(1.314)	(16.276)
- торговая и прочая кредиторская задолженность	(21.161)	(32.801)
Долгосрочные обязательства, в том числе:	(12.501)	(67.683)
- долгосрочные займы полученные	(3.268)	(58.267)
<b>Капитал</b>	<b>590.267</b>	<b>578.289</b>
Доля владения Группы	50%	50%
<b>Доля в собственном капитале</b>	<b>295.135</b>	<b>289.145</b>
Консолидационная корректировка	(1.059)	(1.059)
<b>Балансовая стоимость инвестиции</b>	<b>294.076</b>	<b>288.086</b>

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
<b>Отчет о совокупном доходе совместного предприятия</b>		
Выручка по договорам с покупателями	110.210	164.864
Себестоимость реализации, в том числе:	(59.274)	(53.983)
- износ и амортизация	(30.770)	(29.416)
Общие и административные расходы, в том числе:	(6.458)	(7.269)
- износ и амортизация	(750)	(747)
Финансовый доход, в том числе:	5.163	4.538
- процентные доходы	5.163	4.538
Финансовые расходы, в том числе:	(5.027)	(11.372)
- процентные расходы	(1.948)	(9.684)
Прибыль до налогообложения	43.979	89.965
Расходы по подоходному налогу	-	-
Чистая прибыль за год	43.979	89.965
Доля в прибыли совместного предприятия за год	21.990	44.983
Прочий совокупный доход за год	-	-
Доля в прочем совокупном доходе за год	-	-

18 января 2011 года, в соответствии с соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай, было создано совместное предприятие «ГБШ», с 50% участием Группы и 50% участием «Trans-Asia Gas Pipeline Company Limited». На 31 декабря 2025 и 2024 годов, уставный капитал «ГБШ» составил 145.430 млн тенге, из них сумма в 72.715 млн тенге была уплачена Группой.

**9 Прочие финансовые активы**

По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов прочие финансовые активы включали следующее:

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости</b>			
Задолженность по финансовой аренде		2.983	3.128
Облигации Самрук-Казына	30	–	60.095
Прочее		456	–
<b>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</b>			
Еврооблигации Министерства Финансов РК		4.890	5.075
		<b>8.329</b>	<b>68.298</b>
За минусом: краткосрочной части		(3.493)	(63.269)
<b>Долгосрочная часть</b>		<b>4.836</b>	<b>5.029</b>

**Облигации Самрук-Казына**

27 декабря 2024 года Группа приобрела купонные облигации Самрук-Казына, размещенные на бирже AIX, на общую сумму 60.000 млн тенге со ставкой вознаграждения 14,25% (базовая ставка НБРК минус 1% годовых) со сроком погашения до 27 февраля 2025 года. 6 марта 2025 года купонные облигации Самрук-Казына были полностью погашены.

**Еврооблигации Министерства Финансов РК**

23 октября 2024 года Группа приобрела 10,438,000 штук еврооблигаций Министерства Финансов РК по чистой цене, котируемой на рынке в долларах США с купонной ставкой вознаграждения 4,875% со сроком погашения до 14 октября 2044 года.

Информация о кредитных рисках представлена в Примечании 32.

**10 НДС к возмещению и предоплата по налогам, помимо подоходного налога**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
НДС к возмещению	343.539	315.395
Налог на имущество	798	232
Подоходный налог у источника выплаты	–	31
Предоплата по прочим налогам	143	156
	<b>344.480</b>	<b>315.814</b>
За минусом: резерва по невозмещаемому НДС	(57.793)	(47.558)
	<b>286.687</b>	<b>268.256</b>
Долгосрочная часть	115.815	62.712
Краткосрочная часть	170.872	205.544

**10 НДС к возмещению и предоплата по налогам, помимо подоходного налога (продолжение)**

Изменения в резерве по невозмещаемому НДС представлены следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>Обесценение</b>
<b>На 31 декабря 2023 г.</b>	<b>(41.819)</b>
Списано	5
Начислено	(5.744)
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>	<b>(47.558)</b>
Начислено	(10.235)
<b>На 31 декабря 2025 г.</b>	<b>(57.793)</b>

По состоянию на 31 декабря 2025 года НДС к возмещению Группы составляет 343.539 млн тенге, в том числе НДС к возмещению от убыточной реализации газа на внутреннем рынке. В течение 2025 года Группа начислила резерв по обесценению НДС к возмещению в размере 10.235 млн тенге за 2020 год (в течение 2024 года в размере 5.744 млн тенге за 2019 год).

**11 Денежные средства и их эквиваленты**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Краткосрочные депозиты в тенге	250.442	228.105
Текущие счета в иностранной валюте	158.344	280.444
Текущие счета в тенге	99.828	84.214
Договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев в тенге	29.000	-
Краткосрочные депозиты в иностранной валюте	3.053	3.203
Договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев в иностранной валюте	2.132	10.647
Наличность в кассе	4	5
Остатки на брокерских счетах до востребования	1	1
Денежные средства в пути	-	6
	<b>542.804</b>	<b>606.625</b>

Денежные средства и их эквиваленты выражены в различных валютах следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Тенге	379.276	312.331
Доллары США	162.714	293.422
Российские рубли	794	843
Другие валюты	20	29
	<b>542.804</b>	<b>606.625</b>

По состоянию на 31 декабря 2025 года вклады были размещены в банках под процентные ставки 13,77-17,85% годовых в тенге (2024 год: 13,08-15,05% годовых) и 0-5% в иностранной валюте (2024 год: 0%-13% годовых).

По состоянию на 31 декабря 2025 года процентные ставки по денежным средствам на текущих счетах в банках и финансовых организациях составляли 0-17,8% годовых в тенге (2024 год: 0-14,71%) и 0%-2,85% в иностранной валюте (2024 год: 0%-5,83%).

Информация о кредитных рисках представлена в Примечании 32.

**12 Запасы**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Запасы газа	76.543	83.706
Материалы и запасы	5.409	7.305
	<b>81.952</b>	<b>91.011</b>

Материалы и запасы включают, в основном, запасные части для технического обслуживания газотранспортной системы, метанол и смазочные материалы для использования в газотранспортном оборудовании, и товары для внутреннего использования. Запасы газа включают топливный газ и газ для продажи.

**13 Торговая и прочая дебиторская задолженность**

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Торговая дебиторская задолженность третьих сторон		184.297	173.716
Торговая дебиторская задолженность связанных сторон	30	76.971	51.891
Прочая дебиторская задолженность связанных сторон	30	3	18.135
Прочая дебиторская задолженность третьих сторон		2.997	1.523
		<b>264.268</b>	<b>245.265</b>
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки		(9.556)	(8.133)
		<b>254.712</b>	<b>237.132</b>

Изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) представлены следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>Обесценено на коллективной основе</b>
На 31 декабря 2023 г.	<b>(7.973)</b>
Начисление за год	(12.446)
Пересчет иностранных валют	(477)
Списано	5.584
Восстановлено	7.179
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>	<b>(8.133)</b>
Начисление за год	(5.081)
Пересчет иностранных валют	23
Списано	2.880
Восстановлено	755
<b>На 31 декабря 2025 г.</b>	<b>(9.556)</b>

На 31 декабря торговая и прочая дебиторская задолженность была деноминирована в следующих валютах:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Тенге	179.272	144.091
Доллар США	75.440	93.041
	<b>254.712</b>	<b>237.132</b>

Торговая и прочая дебиторская задолженность является беспроцентной.

По состоянию на 31 декабря 2025 года, торговая дебиторская задолженность Группы в основном представлена задолженностью за продажу газа на внутренний рынок в размере 163.446 млн тенге, и на экспорт в размере 64.783 млн тенге (31 декабря 2024 года: торговая дебиторская задолженность Группы в основном представлена задолженностью за продажу газа на внутренний рынок в размере 110.292 млн тенге, и на экспорт в размере 73.658 млн тенге).

**13 Торговая и прочая дебиторская задолженность (продолжение)**

По состоянию на 31 декабря 2024 года, прочая дебиторская задолженность Группы в основном представлена задолженностью по возврату уплаченной суммы по транспортировке газа от совместных предприятий в связи с неисполнением инвестиционной программы и корректировкой тарифов на сумму 18.035 млн тенге за 2024 год. В течение 2025 года дополнительно была начислена и уплачена сумма в размере 396 млн тенге, относящаяся к 2025 году.

Информация о кредитных рисках представлена в Примечании 32.

**14 Капитал****Уставный капитал**

Простые акции, выпущенные в обращение, номинальной стоимостью:	На 31 декабря 2025 г.		На 31 декабря 2024 г.	
	Стоимость выпущенных и оплаченных акций, в млн тенге	Количество выпущенных и оплаченных акций	Стоимость выпущенных и оплаченных акций, в млн тенге	Количество выпущенных и оплаченных акций
100 тенге	31.217	312.167.670	31.217	312.167.670
138 тенге	–	1	–	1
2.500 тенге	77.442	30.976.655	77.442	30.976.655
10.000 тенге	304.551	30.455.065	304.551	30.455.065
17.632 тенге	17.750	1.006.717	17.750	1.006.717
9.294.167 тенге	9.294	1.000	9.294	1.000
16.915.397 тенге	16.915	1.000	16.915	1.000
29.990.500 тенге	300	10	–	–
38.737.143 тенге	38.737	1.000	38.737	1.000
243.931.446 тенге	243.932	1.000	–	–
<b>Итого</b>	<b>740.138</b>	<b>374.610.118</b>	<b>495.906</b>	<b>374.609.108</b>

Дивиденды по простым акциям выплачиваются по усмотрению Акционера. В течение 2025 года Группа не выплачивала дивиденды Единственному акционеру (2024 год: 22.810 млн тенге).

5 марта 2025 года были размещены простые акции QazaqGaz в количестве 1,000 (тысяча) штук в адрес АО «Самрук-Қазына» по цене размещения 243.931.446 тенге на общую сумму принятых активов в размере 243.932 млн тенге (Примечание 6).

3 апреля 2025 года были размещены простые акции QazaqGaz в количестве 10 (десять) штук в адрес АО «Самрук-Қазына» по цене размещения 29.990.500 тенге на общую сумму принятых активов в размере 300 млн тенге (Примечание 6).

14 февраля 2024 года размещены простые акции АО «НК «QazaqGaz» в количестве 1,000 (тысяча) штук по цене размещения 38.737.143 тенге по праву преимущественной покупки путем передачи 100% доли участия в ТОО «GPC Investment» согласно договору передачи между АО «Самрук-Қазына» и АО «НК «QazaqGaz» на общую сумму 38.737 млн тенге. На дату приобретения дочерней организации разница между стоимостью приобретения и чистыми активами GPCi составила 3.807 млн тенге и была признана в составе нераспределенной прибыли.

9 октября 2024 года размещены простые акции АО «НК «QazaqGaz» в количестве 1,000 (тысяча) штук по цене размещения 9.294.167 тенге путем передачи 100% доли участия в ТОО «АзияГаз Чунджа» согласно договору передачи, между АО «Самрук-Қазына» и АО «НК «QazaqGaz» на общую сумму 9.294 млн тенге. На дату приобретения дочерней организации разница между стоимостью приобретения и чистыми активами Азиягаз Чунджа составила 4.148 млн тенге и была признана в составе нераспределенной прибыли.

**Дополнительный оплаченный капитал**

В течение 2025 года Группа (ИЦА) разместила облигации на общую сумму 101.677 млн тенге, из которых облигации на сумму 48.877 млн тенге были выпущены по купонной ставке ниже рыночной (9,37%). Разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью данных облигаций, а также соответствующий отложенный налог на общую сумму 9.389 млн тенге были признаны как дополнительный оплаченный капитал (Примечание 15).

#### 14 Капитал (продолжение)

**Дополнительная информация, раскрываемая в соответствии с требованиями Казахстанской Фондовой Биржи («КФБ»)**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Итого активы</b>	4.666.325	4.323.355
Минус: нематериальные активы	(5.053)	(4.405)
Минус: итого обязательства	(1.354.996)	(1.493.443)
<b>Чистые активы для расчета стоимости простой акции в соответствии с требованиями КФБ</b>	<b>3.306.276</b>	<b>2.825.507</b>
Количество простых акций	374.610.118	374.609.108
<b>Стоимость одной простой акции в тенге в соответствии с требованиями КФБ</b>	<b>8.826</b>	<b>7.543</b>

В соответствии с решением Биржевого совета «КФБ» от 4 октября 2010 года, финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

#### **Прибыль на акцию**

Базовая и разводненная прибыль на акцию рассчитывается делением чистого дохода за период, причитающегося держателям простых акций, на средневзвешенное количество акций, находящихся в обращении в течение периода. Средневзвешенное количество простых акций в обращении в течение периода рассчитывается с учетом количества простых акций, находившихся в обращении на начало периода, скорректированное на количество акций, выкупленных или выпущенных в течение этого периода, умноженное на коэффициент взвешивания по фактору времени. В связи с тем, что АО «Самрук-Казына» является единственным акционером Компании, рыночная стоимость акций и их количество не корректируются.

В следующей таблице приведены данные о доходе и акциях, использованные для расчета базовой прибыли на акцию за отчетные периоды:

	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Чистый доход, относимый на акционера для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию в млн тенге	270.852	289.093
Средневзвешенное количество простых акций для расчета базовой и разводненной прибыли на акцию	374.609.942	374.608.215
<b>Базовая и разводненная прибыль на акцию за год в тенге</b>	<b>723,02</b>	<b>771,72</b>
<b>Базовая и разводненная прибыль на акцию за год от продолжающейся деятельности в тенге</b>	<b>709,45</b>	<b>799,41</b>
<b>Базовая и разводненная прибыль на акцию за год от прекращенной деятельности в тенге</b>	<b>13,57</b>	<b>(27,69)</b>

**15 Выпущенные долговые ценные бумаги**

На 31 декабря 2025 и 2024 годов выпущенные долговые ценные бумаги включали следующее:

В млн тенге	Выпуск	Срок погашения	Процент-ная ставка	31 декабря 2025 г.		31 декабря 2024 г.	
				В Долларах США	В млн тенге	В Долларах США	В млн тенге
Облигации «QG»	2017 год	2027 год	4,375%	706.320.000	357.066	706.320.000	370.896
Облигации «ИЦА»	2024 год	2027-2035 год	9,25%-19%	-	239.348	-	142.622
Облигации «QG Aımaq»	2015 год	2025 год	7,50%	-	-	-	5.000
				<b>706.320.000</b>	<b>596.414</b>	<b>706.320.000</b>	<b>518.518</b>
Плюс: проценты к уплате					12.438	-	6.114
Минус: неамортизированные затраты по сделкам					(66)	-	(106)
Минус: дисконт					(24.987)	-	(15.827)
					<b>583.799</b>		<b>508.699</b>
Минус: сумма к погашению в течение 12 месяцев с отчетной даты					(23.330)	-	(15.962)
<b>Суммы к погашению после 12 месяцев</b>					<b>560.469</b>	<b>-</b>	<b>492.737</b>

**Облигации «QG»**

26 сентября 2017 года QG разместила международные купонные облигации (далее - «еврооблигации») на общую сумму 750.000.000 долларов США номинальной стоимостью 200.000 долларов США каждая с процентной ставкой 4,375% годовых. Купон выплачивается раз в полгода 26 марта и 26 сентября до 26 сентября 2027 года.

**Облигации «ИЦА»**

В течение 2025 года ИЦА с целью строительства нового магистрального газопровода «Талдыкорган - Ушарал» были размещены с седьмого по четырнадцатый выпуски собственных облигаций в пределах первой облигационной программы на площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» на сумму общую 48.877 млн тенге с купонной ставкой 9,37% годовых и с датой погашения через десять лет. Выплата купона осуществляется два раза в год. Облигации были выпущены с купонной ставкой ниже рыночной, и справедливая стоимость рассчитана исходя из рыночной ставки от 15,25% до 17,75%. Разница между справедливой стоимостью и номинальной стоимостью данных облигаций, а также соответствующий отложенный налог на общую сумму 9.389 млн тенге были признаны как дополнительный оплаченный капитал (*Примечание 14*).

В течение 2025 года ИЦА с целью модернизации магистрального газопровода «Средняя Азия-Центр» размещены четвертый, пятый, шестой и восьмой выпуск облигаций в рамках второй облигационной программы на площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» на общую сумму 52.800 млн тенге с купонной ставкой от 16,25% до 19% годовых и с датой погашения до 2035 года. Выплата купона осуществляется два раза в год.

29 октября 2024 года ИЦА с целью рефинансирования займа Народного Банка осуществлен отдельный частный выпуск собственных облигаций на площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» на сумму 14.850 млн тенге с купонной ставкой 15,25% годовых и датой погашения 29 октября 2027 года. В течение 2025 года ИЦА погасила основной долг по рефинансированному займу на сумму 4.950 млн тенге.

**Облигации «QG Aımaq»**

23 сентября 2025 года QG Aımaq осуществил полное погашение основного долга по международным облигациям в размере 5.000 млн тенге согласно графику погашения.

**Условия выпущенных долговых ценных бумаг**

В соответствии с условиями долговых ценных бумаг Группа обязана соблюдать определенные ковенанты, включая поддержание соотношения заемных средств к собственному капиталу на уровне не более 1,5. По состоянию на 31 декабря 2025 года обязательства, подпадающие под действие указанных ковенантов, составили 360.982 млн тенге.

В соответствии с условиями договоров расчет показателей для целей проверки соблюдения ковенантов производится на полугодовой основе. При этом Группа осуществляет оценку соблюдения ковенантов на каждую отчетную дату. По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 года Группа соблюдает все ковенанты.

**16 Банковские кредиты**

На 31 декабря банковские кредиты включали:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Процентные займы с фиксированной ставкой	8.628	14.074
Процентные займы с плавающей процентной ставкой	1.074	3.424
	<b>9.702</b>	<b>17.498</b>
Плюс: проценты к уплате	160	250
Минус: неамортизированные затраты по сделкам	(73)	(136)
	<b>9.789</b>	<b>17.612</b>
Минус: сумма, подлежащая погашению в течение 12 месяцев с отчетной даты	(5.336)	(7.979)
<b>Суммы, подлежащие погашению более чем через 12 месяцев</b>	<b>4.453</b>	<b>9.633</b>

**Процентные займы с плавающей процентной ставкой***Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)*

В соответствии с кредитным договором от 26 мая 2016 года, в течение 2018 – 2020 годов ИЦА получила три транша займа от ЕБРР для модернизации ПХГ «Бозой», который погашается 26 (двадцать шесть) равными ежеквартальными платежами, начиная с марта 2020 года на общую сумму 16.192 млн тенге. Процентная ставка равна 6-месячному индексу потребительских цен (ИПЦ) в годовом выражении с суммой спреда в размере 100 базисных пунктов + маржой 2,15%.

В течение 2025 года ИЦА полностью погасила основной долг по кредитному соглашению на общую сумму 201 млн тенге (2024 год: погашение основного долга в размере 134 млн тенге).

В соответствии с кредитным соглашением от 26 мая 2016 года, QG Aımaq получил 17.185 млн тенге несколькими траншами на 10 лет для проекта «Газификация и модернизация системы газопроводов в Мангистауской, Актюбинской и Костанайской областях». Процентная ставка равна 6-месячному ИПЦ в годовом выражении с суммой спреда в размере 100 базисных пунктов + маржой 2,15%.

В 2025 году QG Aımaq погасил основной долг по кредитному соглашению в размере 2.148 млн тенге (2024 год: 2.148 млн тенге). По состоянию на 31 декабря 2025 года общая сумма основного долга QG Aımaq перед ЕБРР по вышеуказанному кредитному соглашению составляет 1.074 млн тенге (2024 год: 3.222 млн тенге).

*АО «Народный сберегательный банк Казахстана»*

В течение 2022 года в целях рефинансирования займа от ЕБРР, ИЦА получила заем от АО «Народный сберегательный Банк Казахстана» в сумме 29.700 млн тенге, со ставкой вознаграждения 17,85%. Выплаты по вознаграждению и суммы основного долга производились ежеквартальными платежами, начиная с марта 2023 года.

4 марта 2024 года было заключено дополнительное соглашение к договору займа, согласно которому начиная с 6 марта 2024 года размер ставки вознаграждения составляло базовую ставку Национального Банка РК плюс 2% годовых от суммы банковского займа. Размер ставки вознаграждения подлежало пересмотру каждые 6 месяцев и устанавливалось в размере равном базовой ставке Национального Банка РК, действующей на дату пересмотра плюс 2% годовых, при этом минимальный размер ставки вознаграждения не должен был быть ниже 15% годовых.

29 октября 2024 года ИЦА осуществлен отдельный частный выпуск собственных облигаций на площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» на сумму 14.850 млн тенге с целью рефинансирования займа от АО «Народный сберегательный Банк Казахстана». В течение 2024 года заем от АО «Народный сберегательный Банк Казахстана» был полностью погашен.

## **16 Банковские кредиты (продолжение)**

### **Процентные займы с фиксированной процентной ставкой**

АО «Банк Развития Казахстана»

QG Аймақ заключил несколько договоров о возобновляемых кредитных линиях с АО «Банк Развития Казахстана» для проектов «Модернизация газопроводной системы в Южном Казахстане, Таразе, Кызылорде, Актобе» и «Строительство резервной линии газопровода Узень-Жетыбай».

В течение 2025 года QG Аймақ погасил основной долг в размере 5.446 млн тенге (в 2024 году: 6.561 млн тенге). По состоянию на 31 декабря 2025 года, QG Аймақ имеет общую сумму основного долга перед АО «Банк Развития Казахстана» по вышеуказанным кредитным соглашениям на сумму 8.628 млн тенге (2024 год: 14.074 млн тенге).

### **Условия кредитного договора**

В соответствии с условиями банковских кредитов Группа обязана соблюдать определенные ковенанты, такие как (а) соотношение финансового долга за вычетом денежных средств и их эквивалентов (Чистый финансовый долг) и валового дохода за вычетом общих и административных расходов добавлением обратного износа и амортизации (ЕБИТДА) с пороговым значением 4, (б) соотношение Чистого финансового долга к сумме Чистого финансового долга и собственного капитала с максимальным значением 0,5, (в) соотношение заемных средств к собственному капиталу, (г) показатель долговой нагрузки (Debt/ЕБИТДА), (д) соотношение денежного потока от операционной деятельности (FFO) к заемным средствам и стоимость собственного капитала. По состоянию на 31 декабря 2025 года обязательства, подпадающие под действие указанных ковенантов, составили 9.789 млн тенге.

Группа проверяет соблюдение ковенантов банковских кредитов на каждую отчетную дату. Несоблюдение ковенантов по займам дает кредиторам право требовать досрочного погашения займов. По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 года Группа соблюдает все ковенанты.

## 17 Резервы

<i>В млн тенге</i>	Прим.	Резерв по расходам на транспорти- ровку газа	Резерв по ликвидации скважин и восстановлению месторождений	Резерв по ликвидации газо- провода и восстановлению участков	Резервы по налогам	Прочие резервы	Итого
На 31 декабря 2023 г.		33.226	462	77.628	124	1.320	112.760
Начислено в течение года		-	37	2.125	-	1.242	3.404
Отрицательная курсовая разница, нетто		5.165	-	-	-	-	5.165
Изменение в оценках	6	-	29	(5.036)	-	-	(5.007)
Амортизация дисконта		-	46	7.700	-	1	7.747
Переводы		-	-	-	(32)	-	(32)
Использовано		-	(7)	-	(92)	(1.296)	(1.395)
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>		<b>38.391</b>	<b>567</b>	<b>82.417</b>	<b>-</b>	<b>1.267</b>	<b>122.642</b>
Начислено в течение года		-	121	1.169	-	1.307	2.597
Положительная курсовая разница, нетто		(1.440)	-	-	-	-	(1.440)
Изменение в оценках	6	-	45	(4.214)	-	-	(4.169)
Амортизация дисконта		-	57	8.376	-	11	8.444
Переводы		-	(10)	(23)	-	(216)	(249)
Использовано		-	-	(385)	-	(1.056)	(1.441)
<b>На 31 декабря 2025 г.</b>		<b>36.951</b>	<b>780</b>	<b>87.340</b>	<b>-</b>	<b>1.313</b>	<b>126.384</b>
<b>Текущие резервы на 31 декабря 2025 г.</b>		<b>36.951</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.185</b>	<b>38.136</b>
<b>Долгосрочные резервы на 31 декабря 2025 г.</b>		<b>-</b>	<b>780</b>	<b>87.340</b>	<b>-</b>	<b>128</b>	<b>88.248</b>
<b>Текущие резервы на 31 декабря 2024 г.</b>		<b>38.391</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.267</b>	<b>39.658</b>
<b>Долгосрочные резервы на 31 декабря 2024 г.</b>		<b>-</b>	<b>567</b>	<b>82.417</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>82.984</b>

## **17 Резервы (продолжение)**

### **Резерв по расходам на транспортировку газа**

По состоянию на 31 декабря 2025 года резерв на транспортировку газа представляет собой резерв на возмещение расходов, связанных с транспортировкой заемного газа компании PetroChina International Co. Ltd.

В результате реорганизации QG Aймаq путем присоединения АО «КазТрансГаз Алматы» (далее - КТГ Алматы) в 2016 году, QG Aймаq является правопреемником по всем обязательствам КТГ Алматы, в том числе по обязательствам по Соглашению о займе природного газа между компаниями ТОО «АлматыГазТрейд» (КТГ Алматы являлось правопреемником ТОО «АлматыГазТрейд» в результате реорганизации), «PetroChina International Co. Ltd» и ТОО «Азиатский газопровод».

В рамках Соглашения о займе природного газа по возмещению затрат и потерь, понесённых PetroChina International Co. Ltd в связи с осуществлением заимствования газа и процесса его возврата, в течение 2014 года PetroChina International Co. Ltd потребовала возмещение по 2, 3 и 4-м траншам займа газа в общем размере 164 млн долларов США (эквивалентно 83.021 млн тенге на 31 декабря 2025), неподтвержденные первичной документацией.

Руководство проанализировало расходы, требуемые к возмещению, и признало резерв на сумму 73 млн долларов США (эквивалентно 36.951 млн тенге) по состоянию на 31 декабря 2025 года (на 31 декабря 2024 года: эквивалентно 38.391 млн тенге). Расхождения между суммой, затребованной PetroChina International Co. Ltd к возмещению, и суммой, начисленной в консолидированной финансовой отчетности, возникло по следующим видам расходов: технологические потери при транспортировке газа по территории Узбекистана, расходы по оплате налогов и таможенных сборов, штрафы за некачественный газ из Узбекистана, убыток за разницу в ценах газа разных периодов.

В 2025 году прибыль от курсовой разницы по резервам составила 1.440 млн тенге (2024 год: убыток от курсовых разниц в размере 5.165 млн тенге).

На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности руководство находится на стадии переговоров и не может оценить вероятные сроки выбытия денежных средств по данному оценочному обязательству.

### **Резерв по ликвидации газопровода и восстановлению участков**

Дочерние организации Группы, ИЦА и QG Aймаq, отразили резерв для будущих затрат по выводу из эксплуатации компрессорных станций и магистральных газопроводов на дисконтированной основе в соответствии с Законом Республики Казахстан «О магистральных трубопроводах» и Экологическим Кодексом Республики Казахстан. По состоянию на 31 декабря 2025 года резерв по ликвидации газопроводов и восстановлению участка в сумме 87.340 млн тенге (31 декабря 2024 года: 82.417 млн тенге) представляет собой текущую стоимость затрат по ликвидации газопроводов и восстановлению участков, которые, как ожидается, будут понесены в период с 2031 до 2055 года. Более подробная информация представлена в *Примечании 3*.

**18 Обязательства по аренде**

Изменения в стоимости обязательств за год, закончившийся 31 декабря 2025 и 2024 года, представлены следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>Газотранспортные активы</b>	<b>Прочее</b>	<b>Итого</b>
1 января 2024 г.		76.659	28	76.687
Процентный расход	27	11.775	2	11.777
Платежи по аренде		(33.475)	(4)	(33.479)
<b>31 декабря 2024 года</b>		<b>54.959</b>	<b>26</b>	<b>54.985</b>
Процентный расход	27	7.988	1	7.989
Платежи по аренде		(33.343)	(3)	(33.346)
<b>31 декабря 2025 года</b>		<b>29.604</b>	<b>24</b>	<b>29.628</b>
<b>Текущая часть обязательства по аренде на 31 декабря 2025 г.</b>		<b>29.604</b>	<b>16</b>	<b>29.620</b>
<b>Долгосрочная часть обязательства по аренде на 31 декабря 2025 г.</b>		<b>–</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
Текущая часть обязательства по аренде на 31 декабря 2024 г.		25.355	17	25.372
Долгосрочная часть обязательства по аренде на 31 декабря 2024 г.		29.604	9	29.613

**19 Обязательства по договорам с покупателями**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Обязательства по договорам с покупателями перед третьими сторонами	15.470	14.041
Обязательства по договорам с покупателями перед связанными сторонами	2	1
	<b>15.472</b>	<b>14.042</b>
Минус: краткосрочная часть обязательств по договорам с покупателями	(4.117)	(3.523)
<b>Долгосрочная часть обязательств по договорам с покупателями</b>	<b>11.355</b>	<b>10.519</b>

В течение 2025 года обязательства к исполнению в размере 2.239 млн тенге были признаны в качестве выручки (2024 год: 2.570 млн тенге).

Обязательство по договору признается, если платеж от покупателя получен или становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что происходит ранее) прежде, чем Группа передаст соответствующие товары или услуги. Обязательства по договору признаются в качестве выручки, когда Группа выполняет свои обязанности по договору (т.е. передает контроль над соответствующими товарами или услугами покупателю).

**20 Торговая и прочая кредиторская задолженность**

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Торговая задолженность перед третьими сторонами		138.782	143.484
Торговая задолженность перед связанными сторонами	30	97.907	352.362
		<b>236.689</b>	<b>495.846</b>

На 31 декабря 2024 года у Группы имелась торговая кредиторская задолженность за покупку газа на общую сумму 266.342 млн тенге без договора. В связи с тем, что действие предыдущих договоров было прекращено, а процедура согласования цен и заключения новых договоров еще не была завершена, Группа признала кредиторскую задолженность методом начисления на основании цен, указанных в проекте договора. 14 февраля 2025 года договор на закупку газа подписан на период с 2023 по 2033 годы.

Торговая и прочая кредиторская задолженность представлена задолженностью за приобретенный газ и за активы и услуги. Торговая и прочая кредиторская задолженность является беспроцентной, расчеты по ней обычно осуществляются в срок до 30 дней.

На 31 декабря торговая и прочая кредиторская задолженность была деноминирована в следующих валютах:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Тенге	134.856	130.304
Доллары США	101.802	365.462
Прочие валюты	31	80
	<b>236.689</b>	<b>495.846</b>

**21 Обязательства по вознаграждению работников**

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Начисленные бонусы работникам	18.943	17.314
Резерв по неиспользованным отпускам	4.753	2.903
Задолженность по заработной плате	370	298
Прочее	347	344
Минус: краткосрочная часть обязательств	(24.117)	(20.567)
<b>Долгосрочная часть обязательств</b>	<b>296</b>	<b>292</b>

**22 Выручка по договорам с покупателями**

<i>В млн тенге</i>	Срок признания выручки	2025 г.	2024 г.
<b>Тип товаров или услуг</b>			
Выручка от продажи газа	С течением времени	1.163.014	1.092.009
Выручка от услуг по транспортировке газа	С течением времени	163.506	145.340
Выручка от техобслуживания газопроводов	С течением времени	18.095	15.479
Прочее	С течением времени	5.199	6.572
		<b>1.349.814</b>	<b>1.259.400</b>
<b>Географические рынки</b>			
Казахстан		647.512	513.223
Китай		600.436	663.748
Россия		99.988	80.005
Узбекистан		1.878	2.424
		<b>1.349.814</b>	<b>1.259.400</b>

**23 Себестоимость продаж**

<i>В млн тенге</i>	Прим.	2025 г.	2024 г.
Стоимость реализованного газа		861.604	752.574
Транспортные расходы		242.949	286.766
Заработная плата и соответствующие отчисления		114.365	100.042
<i>в том числе пенсионные взносы</i>		5.233	3.899
Износ и амортизация		61.487	50.570
Топливный газ и потери газа		31.869	25.999
Амортизация активов в форме права пользования	7	22.265	22.265
Налоги, помимо подоходного налога		17.172	16.318
Биллинговые услуги		9.732	9.268
Охранные услуги		5.776	4.761
Ремонт и техническое обслуживание		5.747	4.831
Материалы и запасы		3.262	2.523
Командировочные расходы		2.439	2.147
Электроэнергия		2.353	1.990
Расходы по краткосрочной аренде		1.222	1.257
Страхование		1.204	1.140
Расходы на связь		1.078	1.046
Расходы по оказанным прочим услугам		300	335
Прочее		7.172	5.826
		<b>1.391.996</b>	<b>1.289.658</b>

**24 Управленческий гонорар**

Группа признает комиссию за управление, которая относится к управлению совместным предприятием «КазМунайГаз», ТОО «КазРосГаз», в определенный момент времени на основании утверждения объявления дивидендов ТОО «КазРосГаз». В течение 2025 года Группа признала управленческий гонорар в размере 17.105 млн тенге за 2024 год (в течение 2024 года: 47.568 млн тенге за 2021 и 2023 год).

**25 Общие и административные расходы**

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Заработная плата и соответствующие отчисления		21.475	20.181
<i>в том числе пенсионные взносы</i>		923	852
Резерв по НДС	10	10.235	5.744
Налоги, помимо подоходного налога		4.502	1.549
Ремонт и техническое обслуживание		2.611	2.230
Услуги сторонних организаций		1.807	2.028
Износ и амортизация		1.789	1.913
Консультационные услуги		1.555	1.399
Штрафы и пени		1.498	898
Расходы, связанные с краткосрочной арендой и арендой активов с низкой стоимостью		917	705
Подготовка кадров и повышение квалификации		806	752
Расходы на проведение праздничных, культурно-массовых и спортивных мероприятий		625	366
Командировочные расходы		586	602
Комиссии банка		493	480
Расходы на содержание офиса		331	326
Услуги связи		138	125
Охранные услуги		24	21
Амортизация активов в форме права пользования	7	2	2
Благотворительная помощь		–	1.000
Прочее		3.129	3.523
		<b>52.523</b>	<b>43.844</b>

**26 Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки**

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Процентный доход по банковским вкладам и денежным средствам и их эквивалентам	74.548	39.869
Амортизация дисконта по прочим финансовым активам, учитываемым по амортизированной стоимости	5.260	349
Процентный доход по прочим финансовым активам, учитываемым по амортизированной стоимости	1.378	957
Процентный доход по прочим финансовым активам, учитываемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	275	45
Процентный доход по займу, выданному связанной стороне	20	–
Амортизация дисконта по займу, выданному связанной стороне	–	1.876
	<b>81.481</b>	<b>43.096</b>

**27 Финансовые затраты**

<i>В млн тенге</i>	<i>Прим.</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Проценты по выпущенным долговым ценным бумагам		20.520	15.244
Амортизация дисконта по резервам по ликвидации газопроводов и восстановлению участка		8.433	7.746
Процентные расходы по обязательствам по аренде	18	7.989	11.777
Проценты по банковским займам и овердрафтам		1.566	3.782
Амортизация дисконта по выпущенным долговым ценным бумагам		905	191
Амортизация капитализированных затрат, связанных с организацией займа		63	220
Дисконт по займу, выданному связанной стороне		–	705
Амортизация дисконта по финансовым обязательствам		–	434
Прочее		645	530
		<b>40.121</b>	<b>40.629</b>

**28 Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто**

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Чистый (убыток)/прибыль по курсовой разнице от операционной деятельности	(9.367)	10.331
Чистая прибыль/(убыток) по курсовой разнице от финансовой деятельности	14.020	(49.975)
	<b>4.653</b>	<b>(39.644)</b>

**29 Расходы по подоходному налогу**

Группа облагается корпоративным подоходным налогом по действующей официальной ставке 20%.

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
Расходы по текущему подоходному налогу	14.436	9.827
Экономия/расходы по налогу на сверхприбыль	(120)	210
Экономия по отложенному подоходному налогу	(8.026)	(16.306)
Корректировка подоходного налога прошлых лет	270	9.238
	<b>6.560</b>	<b>2.969</b>

**29 Расходы по подоходному налогу (продолжение)**

Ниже представлена сверка расходов по корпоративному подоходному налогу, применимому к прибыли до налогообложения по официальной ставке подоходного налога, с расходом по текущему подоходному налогу, отраженному в консолидированной финансовой отчетности по стандартам бухгалтерского учета МСФО за годы, закончившиеся 31 декабря:

<i>В млн тенге</i>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
<b>Прибыль до учета подоходного налога</b>	272.327	302.435
Нормативная ставка налога	20%	20%
<b>Теоретический расход по подоходному налогу</b>	<b>54.465</b>	<b>60.487</b>
<b>Налоговый эффект постоянных разниц</b>		
Начисление резерва по невозмещаемому НДС	2.047	1.149
Изменение в непризнанных активах по отложенному налогу	1.824	2.947
Обесценение внеоборотных активов	1.720	593
Капитализированные расходы, не относимые на вычеты	969	1.089
Невычитаемые расходы, связанные с газом	834	706
Списание прочей дебиторской задолженности	393	1.595
Налог на вознаграждения по ценным бумагам	688	–
Корректировки по отложенному подоходному налогу за предыдущий год	488	–
Недостаточный резерв по текущему налогообложению в предыдущие годы	270	5.457
Необлагаемые/невычитаемые курсовые разницы, нетто	42	583
Налоги, помимо подоходного налога	28	57
Налог на сверхприбыль	(120)	210
Доля в прибыли совместных предприятий	(61.549)	(74.229)
Прочие	4.461	2.325
	<b>6.560</b>	<b>2.969</b>
Экономия по налогам, признанная в прочем совокупном доходе	(3)	(6)
<b>Расходы по подоходному налогу, отраженные в консолидированном отчете о совокупном доходе</b>	<b>6.557</b>	<b>2.963</b>

QG были признаны процентные расходы и курсовая разница в отчете о совокупном доходе по банковскому кредиту, который был получен для целей рефинансирования предыдущего займа. В прошлых периодах по данному займу имелась положительная курсовая разница, не подлежащая включению в совокупный годовой доход, в связи с тем, что заем не связан с деятельностью, направленной на получение дохода. Руководство считает, что его толкование налогового законодательства является соответствующим и существует высокая вероятность того, что оно сможет обосновать свою позицию налоговым органам. По мнению руководства риск доначисления по состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 года является низким. Соответственно, никакие дополнительные налоговые обязательства не были отражены Группой в данной консолидированной финансовой отчетности. Сумма возможного доначисления составляет примерно 20.000 млн тенге.

**29 Расходы по подоходному налогу (продолжение)**

Переносимые убытки прошлых лет в основном связаны с убытками текущего периода в связи с увеличением расходов по себестоимости покупного газа. При увеличении тарифов на продажу газа на 33% в будущем, Группа ожидает получить прибыль, тем самым уменьшая свою налогооблагаемую базу на сумму перенесенного убытка.

На 31 декабря 2025 и 2024 годов, компоненты активов и обязательств по отложенному подоходному налогу представлены следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	31 декабря 2025 г.	Отнесено на прибыль и убыток	Отнесено на прочий совокупный доход	Отнесено на капитал	31 декабря 2024 г.	Отнесено на прибыль и убыток	Отнесено на прочий совокупный доход	Отнесено на капитал	31 декабря 2023 г.
<b>Отложенные налоговые активы</b>									
Переносимые убытки прошлых лет	35.394	10.466	-	-	24.928	22.959	-	-	1.969
Расходы, признанные по методу начисления	2.302	2.302	-	-	-	-	-	-	-
Прочие резервы	22.779	1.237	-	-	21.542	1.842	-	-	19.700
Обязательства по аренде	5.921	(5.071)	-	-	10.992	(4.340)	-	-	15.332
ТМЗ	4.248	4.248	-	-	-	-	-	-	-
Резерв по расходам на транспортировку газа	7.963	(288)	-	-	8.251	1.033	-	-	7.218
Доходы будущих периодов	2.387	165	-	-	2.222	(60)	-	-	2.282
Налоговый убыток от ДДУ	7.584	2.112	-	-	5.472	1.914	-	-	3.558
Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки	1.892	264	-	-	1.628	(78)	-	(256)	1.962
Обязательства по финансовой гарантии	-	-	-	-	-	-	-	(284)	284
Прочее	198	(221)	3	-	416	(10)	6	(1.081)	1.501
	<b>90.668</b>	<b>15.214</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>75.451</b>	<b>23.260</b>	<b>6</b>	<b>(1.621)</b>	<b>53.806</b>
Минус: резерв на отложенные налоговые активы Группы	(15.546)	(1.823)	-	-	(13.723)	(2.947)	-	-	(10.776)
	<b>75.122</b>	<b>13.391</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>61.728</b>	<b>20.313</b>	<b>6</b>	<b>(1.621)</b>	<b>43.030</b>
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>									
Основные средства и нематериальные активы	(102.880)	(9.828)	-	-	(93.052)	(8.167)	-	(115)	(84.770)
Активы в форме права пользования	(4.453)	4.453	-	-	(8.906)	4.453	-	-	(13.359)
Выпущенные долговые ценные бумаги	(4.969)	477	-	(2.347)	(3.099)	37	-	(3.136)	-
Прочие долгосрочные активы	(1.989)	(467)	-	-	(1.522)	(330)	-	-	(1.192)
	<b>(114.291)</b>	<b>(5.365)</b>	<b>-</b>	<b>(2.347)</b>	<b>(106.579)</b>	<b>(4.007)</b>	<b>-</b>	<b>(3.251)</b>	<b>(99.321)</b>
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(39.169)</b>	<b>8.026</b>	<b>3</b>	<b>(2.347)</b>	<b>(44.851)</b>	<b>16.306</b>	<b>6</b>	<b>(4.872)</b>	<b>(56.291)</b>

**29 Расходы по подоходному налогу (продолжение)**

Отложенные налоговые активы и обязательства относятся к различным предприятиям Группы и не могут быть зачтены друг против друга в соответствии с налоговым законодательством. Нетто позиция по отложенным налогам предприятий Группы представлена следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
Отложенные налоговые активы	45.617	28.450
Отложенные налоговые обязательства	(84.786)	(73.301)
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(39.169)</b>	<b>(44.851)</b>

По состоянию на 31 декабря 2025 года предоплата Группы по корпоративному подоходному налогу составила 57.444 млн тенге (31 декабря 2024 года: 54.476 млн тенге) и задолженность по подоходному налогу в размере 809 млн тенге (2024 год: 133 млн тенге).

**30 Сделки со связанными сторонами**

Связанные стороны включают ключевой управленческий персонал Группы, предприятия, в которых существенная доля принадлежит, прямо или косвенно, ключевому управленческому персоналу Группы, компании Группы «Самрук-Казына» (предприятия, находящиеся под контролем), Правительство (предприятия, находящиеся под контролем, предприятия, находящиеся под значительным влиянием), совместные предприятия, в которых Группа является участником, совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство, и ассоциированные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство.

В соответствии с МСФО (IAS) 24.26 Группа раскрывает информацию об индивидуально значимых операциях с государством и организациями, связанными с государством, а также представляет качественную и количественную информацию о прочих операциях, являющихся совокупно, но не индивидуально значимыми.

**Положения и условия сделок со связанными сторонами**

Сделки со связанными сторонами были совершены на условиях, согласованных сторонами, которые не обязательно могут быть по рыночным ставкам, за исключением услуг по транспортировке газа, которые предоставляются на основе тарифов, доступных третьим сторонам. непогашенные остатки на конец года являются необеспеченными, беспроцентными, и расчеты производятся в денежной форме, за исключением случаев, указанных ниже.

Статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2025 и 2024 годов, представлены ниже:

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
<b>Реализации товаров и услуг</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником		26.049	22.849
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		29.255	18.305
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		89.541	79.680
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		7.473	6.141
Ассоциированные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		1.206	179
Предприятия, находящиеся под значительным влиянием Правительства		34.049	26.016
		<b>187.573</b>	<b>153.170</b>
<b>Управленческий гонорар</b>			
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»	24	17.105	47.568
		<b>17.105</b>	<b>47.568</b>

**30 Сделки со связанными сторонами (продолжение)**

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2024 г.</b>
<b>Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки</b>			
«Самрук-Казына»		1.378	957
Совместные предприятия, в которых Группа является участником		20	-
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		10.960	2.355
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		9.131	349
		<b>21.489</b>	<b>3.661</b>
<b>Приобретение товаров и услуг</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником		217.516	267.799
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		32.501	24.689
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		1	3
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		292.468	315.508
Ассоциированные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		636	568
		<b>543.122</b>	<b>608.567</b>
<b>Финансовые расходы</b>			
«Самрук-Казына»		4.869	285
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		56	1.196
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		2.368	1.828
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		7.988	11.775
		<b>15.280</b>	<b>15.084</b>
<b>Дивиденды</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником		342.162	541.463
		<b>342.162</b>	<b>541.463</b>

Остатки по операциям со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов, представлены ниже:

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Торговая и прочая дебиторская задолженность</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	13	21.489	32.136
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		5.368	4.145
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		43.626	28.014
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		1.019	729
Ассоциированные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		84	15
Предприятия, находящиеся под значительным влиянием Правительства		5.388	4.987
		<b>76.974</b>	<b>70.026</b>

**30 Сделки со связанными сторонами (продолжение)**

<i>В млн тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Займы, выданные связанным сторонам</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником		2.049	–
		<b>2.049</b>	<b>–</b>
<b>Прочие финансовые активы</b>			
«Самрук-Казына»	9	–	60.095
		<b>–</b>	<b>60.095</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты</b>			
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		17	58.268
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		12	1
		<b>29</b>	<b>58.269</b>
<b>Торговая и прочая кредиторская задолженность</b>			
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	20	52.975	53.219
Предприятия, находящиеся под контролем «Самрук-Казына»		4.989	3.791
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		37.862	294.627
Ассоциированные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство		2.081	725
		<b>97.907</b>	<b>352.362</b>
<b>Займы полученные</b>			
Предприятия, находящиеся под контролем Правительства		62.827	14.188
		<b>62.827</b>	<b>14.188</b>
<b>Обязательства по аренде</b>			
Совместные предприятия, участниками которых являются «Самрук-Казына» и Правительство	18	29.604	54.959
		<b>29.604</b>	<b>54.959</b>
<b>Выпущенные долговые ценные бумаги</b>			
«Самрук-Казына»		222.817	128.864
		<b>222.817</b>	<b>128.864</b>

По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа имеет обязательство по закупке газа в размере 1.425.749 млн тенге перед совместным предприятием, участником которого является АО «Самрук-Казына» и Правительство Республики Казахстан.

В декабре 2025 года Группа приняла решение о заключении соглашения о взаимных обязательствах и гарантиях в целях обеспечения исполнения обязательств совместного предприятия, в котором «Самрук-Казына» является участником, по договору на переработку газа. По состоянию на 31 декабря 2025 года указанное соглашение не вступило в силу, поскольку не все стороны приняли необходимые корпоративные решения о его заключении. Соглашение распространяется на отношения сторон, возникающие с 1 января 2026 года.

### **30 Сделки со связанными сторонами (продолжение)**

#### *Вознаграждение ключевому управленческому персоналу*

Ключевой управленческий персонал состоит из членов Правления и независимых директоров Компании в общем количестве 13 человек. В 2025 и 2024 годах общая сумма вознаграждения ключевому управленческому персоналу составила 738 млн тенге и 700 млн тенге для членов Правления, а также 75 млн тенге и 74 млн тенге для независимых директоров, соответственно. Данная сумма состояла, в основном, из заработной платы и других выплат и была включена в общие и административные расходы в консолидированном отчете о совокупном доходе.

### **31 Договорные и условные обязательства**

#### *Операционная среда*

Казахстан продолжает экономические реформы и развитие своей правовой, налоговой и нормативной базы в соответствии с требованиями рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики во многом зависит от этих реформ и изменений, а также от эффективности экономических, финансовых и монетарных мер, принимаемых правительством.

#### *Обязательства по закупке услуг по транспортировке газа перед совместными предприятиями*

По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа имеет обязательство по закупке услуг по транспортировке газа в размере 143.089 млн тенге без НДС перед «АГП» (31 декабря 2024 года: 177.033 млн тенге).

По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа не имеет обязательства по покупке услуг по транспортировке газа перед «ГБШ» (31 декабря 2024 года: 209.368 млн тенге).

#### *Обязательства по капитальным затратам и инвестиционным программам*

По состоянию на 31 декабря 2025 года, у Группы имеются обязательства по капитальным затратам в размере 151.774 млн тенге без НДС (31 декабря 2024 года: 280.486 млн тенге, без НДС), связанные с приобретением и строительством внеоборотных активов. По состоянию на 31 декабря 2025 года договорные обязательства GPCI, выходящей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи, по приобретению основных средств и строительных услуг составляют 97.263 млн тенге без НДС (31 декабря 2024 года: 178.244 млн тенге без НДС).

По состоянию на 31 декабря 2025 года у Группы имеются обязательства по утвержденным инвестиционным программам на 2022-2030 годы в размере 113.064 млн тенге (31 декабря 2024 года: 106.968 млн тенге). В течение 2025 года Группой были исполнены работы по инвестиционным программам на общую сумму 51.593 млн тенге, в основном связанных с комплексными работами по магистральному газопроводу «САЦ-5» и «Лупинг САЦ-4» (в течение 2024 года: на общую сумму 40.938 млн тенге, в основном связанных со строительством второй нитки магистрального газопровода «Алматы-Байсерке-Талгар» и комплексными работами по магистральному газопроводу «САЦ-5», «САЦ-4» и «Лупинг САЦ-4»).

#### *Обязательства по капитальным затратам и инвестиционным программам BBS 2*

По состоянию на 31 декабря 2025 года доля Группы в обязательствах BBS 2 по инвестиционным программам на 2025-2029 годы составляет 2.483.583 млн тенге.

**31 Договорные и условные обязательства (продолжение)***Обязательства «АГП» и «ГБШ»*

Доля Группы в обязательствах по капитальным затратам «АГП» и «ГБШ» составляет:

<i>В млн тенге</i>	<b>31 декабря 2025 г.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
«АГП»	18.546	17.896
«ГБШ»	647	3.065

**Налогообложение**

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи противоречивых мнений местных, областных и национальных налоговых органов, в том числе мнений в отношении учета согласно МСФО выручки, расходов и прочих статей финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за заявленные и выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане налоговых законов, весьма сурова. Налоговые проверки могут охватывать 5 (пять) календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

*Условные налоговые обязательства ГБШ*

Согласно условиям межправительственного соглашения между Республикой Казахстан и Китайской Народной Республикой о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай от 18 августа 2007 года («Соглашение»), а также разъяснениям Налогового комитета Министерства финансов Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года, ГБШ, созданная на территории Республики Казахстан для целей строительства и эксплуатации газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», освобождена от уплаты налога на добавленную стоимость в отношении товаров, ввозимых на территорию Республики Казахстан до завершения строительства. Кроме того, ГБШ освобождается от уплаты корпоративного подоходного налога и налога на имущество до даты погашения займов, полученных на строительство газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Руководство считает, что по состоянию на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года оно правильно интерпретировало соответствующие положения законодательства, и вероятность сохранения вышеупомянутых налоговых льгот в течение установленного периода является высокой.

Кроме того, ГБШ реализует проект по внесению изменений в вышеуказанное Соглашение, реализация которого подтвердит текущее освобождение от вышеуказанных налогов в связи с рефинансированием первоначального займа, привлеченного для строительства Второго участка газопровода Казахстан-Китай.

Если бы у ГБШ не было упомянутых выше налоговых льгот, связанных с изменением условий займов, следующие налоговые обязательства привели бы к уменьшению доли в доходах совместных предприятий и инвестиций в совместные предприятия по состоянию на 31 декабря 2025 года:

- корпоративный подоходный налог всего 67.837 млн тенге, включая штрафы за занижение сумм налогов в декларациях в размере 54.270 млн тенге, из них:
  - 2019 год – 1.379 млн тенге, включая штрафы – 1.103 млн тенге;
  - 2020 год – 12.710 млн тенге, включая штрафы – 10.168 млн тенге;
  - 2021 год – 13.816 млн тенге, включая штрафы – 11.053 млн тенге;
  - 2022 год – 10.934 млн тенге, включая штрафы – 8.747 млн тенге;
  - 2023 год – 13.631 млн тенге, включая штрафы – 10.905 млн тенге;
  - 2024 год – 9.757 млн тенге, включая штрафы – 7.805 млн тенге;
  - 2025 год – 5.612 млн тенге, включая штрафы – 4.489 млн тенге;
- налог на имущество в размере 15.733 млн тенге, в том числе штрафы за занижение сумм налогов в декларациях в размере 12.586 млн тенге, из них:
  - 2019 год – 1.259 млн тенге, включая штрафы – 1.007 млн тенге;
  - 2020 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.943 млн тенге;
  - 2021 год – 2.469 млн тенге, включая штрафы – 1.975 млн тенге;
  - 2022 год – 2.461 млн тенге, включая штрафы – 1.969 млн тенге;
  - 2023 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.944 млн тенге;
  - 2024 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.944 млн тенге;
  - 2025 год – 2.256 млн тенге, включая штрафы – 1.805 млн тенге;
- отложенное налоговое обязательство в размере 5.145 млн тенге.

## **31 Договорные и условные обязательства (продолжение)**

Если бы у ГБШ не было упомянутых выше налоговых льгот, связанных с изменением условий займов, следующие налоговые обязательства привели бы к уменьшению доли в доходах совместных предприятий и инвестиций в совместные предприятия по состоянию на 31 декабря 2024 года:

- корпоративный подоходный налог всего 62.226 млн тенге, включая штрафы за занижение сумм налогов в декларациях в размере 49.781 млн тенге, из них:
  - 2019 год – 1.379 млн тенге, включая штрафы – 1.103 млн тенге;
  - 2020 год – 12.710 млн тенге, включая штрафы – 10.168 млн тенге;
  - 2021 год – 13.816 млн тенге, включая штрафы – 11.053 млн тенге;
  - 2022 год – 10.934 млн тенге, включая штрафы – 8.747 млн тенге;
  - 2023 год – 13.631 млн тенге, включая штрафы – 10.905 млн тенге;
  - 2024 год – 9.757 млн тенге, включая штрафы – 7.805 млн тенге;
- налог на имущество в размере 13.476 млн тенге, в том числе штрафы за занижение сумм налогов в декларациях в размере 10.781 млн тенге, из них:
  - 2019 год – 1.259 млн тенге, включая штрафы – 1.007 млн тенге;
  - 2020 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.943 млн тенге;
  - 2021 год – 2.469 млн тенге, включая штрафы – 1.975 млн тенге;
  - 2022 год – 2.461 млн тенге, включая штрафы – 1.969 млн тенге;
  - 2023 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.944 млн тенге;
  - 2024 год – 2.429 млн тенге, включая штрафы – 1.944 млн тенге;
- отложенное налоговое обязательство в размере 6.315 млн тенге.

### **Контроль трансфертного ценообразования**

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками независимо от того, являются ли стороны сделок связанными. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу «вытянутой руки». В результате применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным.

Из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года. Руководство считает, что его толкование законодательства о трансфертном ценообразовании является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена. По мнению руководства риск доначисления по состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 года отсутствует.

### **Вопросы охраны окружающей среды**

Группа должна соблюдать различные законы и положения по охране окружающей среды. Руководство считает, что Группа выполняет требования законодательства, касающиеся вопросов охраны окружающей среды, и не существует вероятных или возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на консолидированные финансовые результаты деятельности Группы и ее финансовое положение.

### **Судебные процессы и иски**

#### **Судебные разбирательства «ИЦА»**

13 октября 2025 года ИЦА направила в адрес Международного арбитражного центра (далее – МАЦ) заявление о начале арбитражного разбирательства в отношении АО «Узтрансгаз». Предметом спора является задолженность АО «Узтрансгаз» по договору на транспортировку газа в размере 2 млн долларов США (эквивалентно 1.048 млн тенге), возникшая по услугам, оказанным в 2024 году. По операциям за 2025 год разногласия между сторонами отсутствуют. В соответствии с условиями контракта применимым правом является действующее законодательство Республики Казахстан, а неурегулированные споры подлежат рассмотрению в МАЦ. Руководство Группы оценило вероятность непогашения указанной дебиторской задолженности со стороны контрагента как высокую и, соответственно, признало ее полное обесценение в размере 1.116 млн тенге в консолидированной финансовой отчетности за 2025 год. По состоянию на 31 декабря 2025 года спор находится на стадии арбитражного разбирательства.

## **31 Договорные и условные обязательства (продолжение)**

### *Претензия со стороны субподрядчика «GPCI»*

В период с заключения договора субподряда в 2022 году с ТОО «Qazaq Жер Курылыс» (ныне ТОО «Kazakh Construction Group») до 15 июня 2023 года АО «НГСК КазСтройСервис» (далее – КСС) выполняло за свой счет строительно-монтажные работы. Письмом от 15 июня 2023 года КСС сообщило о расторжении указанного договора и прекращении выполнения работ. В связи с вышеизложенным возникает необходимость оплаты работы предварительно в размере 1.192 млн тенге. Условиями ЕРС контракта не предусмотрена оплата работ субподрядчика напрямую. Руководство Группы оценивает вероятность возникновения дополнительных убытков по данной претензии как среднюю, таким образом, соответствующий резерв не был признан в консолидированной финансовой отчетности на 31 декабря 2025 года.

### *Судебные разбирательства «ГБШ»*

#### *Внеплановая проверка Департамента экологии по Кызылординской области по ГБШ*

В период 2021-2022 годы ГБШ приобрела у Группы компрессорные станции. В феврале 2022 года Департаментом экологии по Кызылординской области (далее – Департамент), в одностороннем порядке, без ведома ГБШ были аннулированы экологические разрешения по объектам, расположенным в Кызылординской области.

В мае 2022 года ГБШ подало заявку в Управление природных ресурсов на переоформление экологического разрешения и получило уведомление о приёме документов. В связи с отказом в переоформлении ГБШ оформило новое разрешение, выданное 27 декабря 2022 года. Несмотря на это, по результатам внеплановой проверки в июле 2023 года Департамент экологии составил акт о нарушениях, выдал протокол об административном правонарушении и постановление о наложении административного взыскания.

ГБШ обжаловало действия Департамента, однако жалоба была отклонена. В ноябре 2023 года апелляционная коллегия Кызылординского областного суда отменила решение суда первой инстанции и направила дело на новое рассмотрение. В декабре 2023 года иск о признании недействительным решения об аннулировании разрешений был передан по подсудности в специализированный межрайонный административный суд (далее – «СМАС») города Астаны.

В январе 2024 года судья Верховного суда РК определил вернуть дело в СМАС Кызылординской области. 17 апреля 2024 года СМАС Кызылординской области отказал в удовлетворении административного иска ГБШ. 11 июля 2024 года Судебная коллегия по административным делам Кызылординского областного суда, рассмотрев апелляционную жалобу, оставила решение суда первой инстанции без изменения, жалобу - без удовлетворения.

Дополнительно, 28 июня 2024 года по результатам проверки объекта КС «Караозек» было вынесено постановление о наложении административного взыскания на сумму 531 млн тенге. Жалоба на постановление была оставлена без удовлетворения Постановлением судебной коллегии по уголовным делам Кызылординского областного суда, штраф в размере 531 млн тенге был уплачен 17 сентября 2024 года.

Постановлением Судебной коллегии по административным делам Верховного Суда РК от 1 апреля 2025 года действия уполномоченного органа по аннулированию экологических разрешений по КС «Коркыт Ата» признаны незаконными. ГБШ обратилась в МЭПР РК с требованием восстановления разрешений и отмены постановлений об административных правонарушениях. МЭПР РК подтвердило незаконность аннулирования, однако указало на отсутствие технической возможности восстановления разрешений на портале eGov.kz. В ноябре 2025 года ГБШ направила обращение в АО «Национальные информационные технологии» для восстановления экологического разрешения, после чего планируется проработать вопрос возврата ранее уплаченного штрафа. Также рассматривается возможность аналогичного судебного оспаривания по КС «Караозек», производство возбуждено, решение на отчетную дату не принято.

В 2024 году в отношении иных объектов с аналогичной ситуацией ГБШ признала резерв по потенциальным штрафам, отразив соответствующие расходы в составе прочих расходов. С учетом положений статьи 62 Кодекса РК «Об административных правонарушениях» и истечения срока давности привлечения к административной ответственности по состоянию на отчетную дату, вероятность наложения штрафов оценивается как низкая. В связи с этим в 2025 году произведено сторнирование ранее признанного резерва в полном объеме. Доля Группы в общей сумме ранее признанного резерва по потенциальным штрафам ввиду отсутствия экологического разрешения у ГБШ составляла 1.462 млн тенге.

## **31 Договорные и условные обязательства (продолжение)**

### **Вопросы страхования**

Отрасль страхования в Республике Казахстан находится в состоянии развития, многие виды страхования, распространенные в других странах, пока недоступны в Республике Казахстан. Группа не имеет покрытия по своим промышленным объектам, страхования на случай остановки транспортировки или страхования ответственности перед третьими лицами в отношении ущерба имуществу или окружающей среде, возникшего в результате аварий на объектах Группы или относящихся к ее деятельности. До тех пор, пока Группа не получит адекватное страховое покрытие, будет существовать риск убытков от разрушения и потери некоторых активов, что может оказать существенное отрицательное влияние на консолидированные финансовые результаты деятельности Группы и ее консолидированное финансовое положение.

### **Обязательства по Контракту на недропользование**

В соответствии с условиями контракта на недропользование условные обязательства «РД QazaqGaz» перед Правительством составляли 11 млн долларов США (эквивалентно 1.574 млн тенге) и были связаны с затратами на приобретение геологических и геофизических данных и расходами на бурение, понесенными Правительством. Это долгосрочное обязательство должно было вступить в силу после подтверждения коммерческого обнаружения газа на месторождениях Кумырлы-Коскудык, Анабай-Малдыбай, Барханная-Султанкудык, Учарал-Северный Учарал и Кемпиртобе.

В 2017 году начата добыча на месторождении Айрақты. «РД QazaqGaz» признала обязательства по газовому месторождению Айрақты в отношении оплаты исторических затрат до 2027 года. Платёж по возмещению исторических затрат в размере 342 млн тенге должен осуществляться ежеквартально в течение 10 лет с момента начала добычи.

«РД QazaqGaz» признала обязательства по газовому месторождению Анабай в отношении оплаты исторических затрат до 2033 года. Платёж по возмещению исторических затрат в размере 33 млн тенге должен осуществляться ежеквартально в течение 10 лет с момента начала добычи.

Также, «РД QazaqGaz» признала обязательство по возмещению исторических затрат по участку Барханная-Султанкудук. Платёж по возмещению исторических затрат в размере 95 млн тенге должен осуществляться ежеквартально равными долями в течение периода продолжительностью, не превышающей срок действия контракта на недропользование, но не более 10 лет с момента начала добычи.

1 ноября 2024 года заключен Контракт для разведки и добычи углеводородов на участке Малдыбай в Жамбылской области, подписанный между Министерством Энергетики Республики Казахстан и «QG». В рамках дополнительного соглашения к Контракту права недропользования переданы «РД QazaqGaz». Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из периода разведки, продолжительностью восемнадцать (18) лет, и периода добычи, продолжительностью двадцать пять (25) лет, и действует с 1 ноября 2024 года по 1 ноября 2067 года. Ожидается, что финансовые обязательства по Контракту в период поисковых работ в 2026-2027 годы составят 4.542 млн тенге, основная часть которых приходится на сейсморазведочные и буровые работы.

30 июля 2024 года было подписано соглашение о совместной деятельности и финансировании между «QG» и КОР. В рамках этого соглашения АО «Нефтяная компания «КОР» обеспечит полное финансирование (сагу-финансирование) на период разведки на участке Шалкар. Со стороны КОР права недропользования были переданы аффилированному лицу – ТОО «Бозой Оперейтинг».

24 июня 2025 года был подписан Контракт на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам на участке Аккудук в Мангистауской области Республики Казахстан, подписанный между Министерством Энергетики Республики Казахстан, АО «Национальная компания «QazaqGaz» и АО «Нефтяная компания «КОР». Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из периода разведки, продолжительностью восемнадцать (18) лет, и периода добычи, продолжительностью двадцать пять (25) лет, и действует до 24 июня 2068 года. Ожидается, что финансовые обязательства по Контракту в период поисковых работ в 2026-2030 годы составят 4.530 млн тенге, основная часть которых приходится на бурение одной независимой и одной зависимой поисковых скважин глубиной 1.500 м и 3.000 м, соответственно.

24 июня 2025 года получен Контракт на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам на участке Северный-2 в Актюбинской области Республики Казахстан, подписанный между Министерством Энергетики Республики Казахстан, АО «Национальная компания «QazaqGaz» и АО «КазАзот». Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из периода разведки, продолжительностью восемнадцать (18) лет, и периода добычи, продолжительностью двадцать пять (25) лет, и действует до 24 июня 2068 года. Ожидается, что финансовые обязательства по Контракту в период поисковых работ в 2026-2028 годы составят 2.570 млн тенге, основная часть которых приходится на бурение одной независимой и одной зависимой разведочных скважин глубиной 2.000 м каждая.

## **31 Договорные и условные обязательства (продолжение)**

По состоянию на 31 декабря 2025 года в соответствии с минимальной рабочей программой на период 2026-2059 годы по Контрактам на недропользование у Группы имеются обязательства на общую сумму 320.373 млн тенге (по состоянию на 31 декабря 2024 года: 329.369 млн тенге).

По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов «РД QazaqGaz» выполнило минимальную рабочую программу.

### **Обязательства по компенсационной посадке**

В период с 2016 по 2023 годы, в соответствии с Постановлениями Правительства Республики Казахстан №730 от 23 сентября 2022 года и №963 от 2 ноября 2023 года «О переводе отдельных участков земель лесного фонда в земли другой категории» (далее – «Постановление»), Группа осуществила перевод земель из категории лесного фонда в земли промышленности месторождений Айракты и Анабай (всего 10,736 гектаров). Согласно Лесному кодексу Республики Казахстан от 8 июля 2003 года Группа обязуется осуществить компенсационную посадку лесных культур в двукратном размере от площади переведенного участка и уход за лесными культурами в течение первых трех лет после их посадки.

В 2025 году в 5-ти районах Жамбылской области выполнена посадка лесных культур на общей площади сложностью 227,2 гектара. На данный момент РД QazaqGaz проводятся закупочные процедуры по выбору Подрядчика. По состоянию на 31 декабря 2025 года, РД QazaqGaz признала обязательства по компенсационной посадке в размере 216 млн тенге.

## **32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками**

### **Цели и политика управления финансовыми рисками**

Основные финансовые обязательства Группы включают банковские кредиты, выпущенные долговые ценные бумаги, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Группы. У Группы имеются займы, выданные связанным сторонам, торговая и прочая дебиторская задолженность, денежные средства и их эквиваленты, и банковские вклады, которые возникают непосредственно в ходе ее операционной деятельности.

Группа подвержена рыночному риску, кредитному риску и риску ликвидности.

Руководство Группы контролирует процесс управления этими рисками. Департамент управления рисками и внутреннего контроля предоставляет консультации руководству Группы относительно финансовых рисков и соответствующей концепции управления финансовыми рисками Группы. Департамент управления рисками и внутреннего контроля помогает руководству Группы удостовериться в том, что деятельность Группы, связанная с финансовыми рисками, осуществляется согласно соответствующей политике и процедурам.

### **Рыночный риск**

Рыночный риск — это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться вследствие изменений рыночных цен. Рыночные цены включают в себя два типа риска: риск изменения процентной ставки и валютный риск. Финансовые инструменты, подверженные рыночному риску включают в себя займы и депозиты.

У Группы отсутствуют официальные соглашения по анализу и минимизации рисков, связанных с изменениями процентных ставок, поскольку руководство оценивает риск как низкий.

Анализ чувствительности в разделе ниже относится к позициям на 31 декабря 2025 и 2024 годов.

Анализ чувствительности был подготовлен на основе предположения, что сумма чистой задолженности, а также доля финансовых инструментов в иностранной валюте являются постоянными величинами.

### **Процентный риск**

Риск изменения процентной ставки – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений рыночных процентных ставок. Риск изменения рыночных процентных ставок относится, прежде всего, к займам Группы с плавающей процентной ставкой.

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)**

В таблице ниже показана чувствительность (убытка)/прибыли Группы до налогообложения (за счет влияния на кредиты и займы с плавающей ставкой) к изменению процентных ставок ИПЦ, возможность которых можно обоснованно предположить, при неизменных прочих переменных.

<i>В млн тенге</i>	Увеличение / (уменьшение)	Влияние на прибыль до налогообложения
<b>2025 г.</b>		
ИПЦ	+1%	(20)
ИПЦ	-1%	20
<b>2024 г.</b>		
ИПЦ	+1%	(30)
ИПЦ	-1%	30

Допущения об изменениях в базовых пунктах в рамках анализа чувствительности к изменениям процентных ставок основываются на наблюдаемой в данный момент рыночной ситуации.

**Валютный риск**

Валютный риск — это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений курсов иностранных валют. В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы может оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Финансово-хозяйственная деятельность также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США.

В следующей таблице представлена чувствительность дохода Группы до подоходного налога к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными.

<i>В млн тенге</i>	Увеличение/ (уменьшение)	Влияние на прибыль до налогообложения
<b>2025 г.</b>		
Доллар США*	+9%	(34.478)
	-9%	34.478
<b>2024 г.</b>		
Доллар США*	+9%	(51.522)
	-7%	41.625

\* Влияние увеличения базисных пунктов на прибыль до налогообложения отражает влияние Группы и выбывающей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи.

**Кредитный риск**

Кредитный риск — это риск того, что одна сторона по финансовому инструменту не сможет выполнить обязательство и заставит другую сторону понести финансовый убыток. Группа подвержена кредитному риску в результате своей операционной деятельности и некоторых видов инвестиционной деятельности. Подверженность кредитному риску возникает из-за дебиторской задолженности, банковских вкладов, денежных средств и их эквивалентов, выданных займов и прочих финансовых активов.

При существующем уровне операций руководство считает, что установило соответствующие процедуры кредитного контроля и мониторинга промышленных потребителей, что позволяет Группе осуществлять торговые операции с признанными, кредитоспособными третьими сторонами. Группа применяет кредитную политику, согласно которой кредитоспособность каждого нового клиента анализируется по отдельности прежде, чем ему будут предложены стандартные для Группы условия и сроки осуществления платежей и поставок. В Группе действует политика, предусматривающая постоянный контроль за тем, чтобы сделки заключались с контрагентами, имеющими адекватную кредитную историю, и не превышали установленных лимитов кредитования. Группа также проводит анализ касательно влияния изменения экономических, политических или других условий на способность контрагентов выполнять договорные обязательства.

## 32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками (продолжение)

### Ожидаемые кредитные убытки

Оценка убытков по всем категориям финансовых активов согласно МСФО (IFRS) 9 требует применения суждения, в частности, при определении убытков от обесценения и оценке значительного увеличения кредитного риска необходимо оценить величину и сроки возникновения будущих денежных потоков, и стоимость обеспечения. Такие расчетные оценки зависят от ряда факторов, изменения в которых могут привести к различным суммам оценочных резервов под обесценение. Расчеты ОКУ Группы являются результатом сложных моделей, включающих ряд базовых допущений относительно выбора переменных исходных данных и их взаимозависимостей.

Оценка наличия или отсутствия значительного увеличения кредитного риска (SICR) с момента первоначального признания выполняется как на индивидуальной, так и на портфельной основе. Отдел управления рисками Группы осуществляет периодический мониторинг и проверку критериев, используемых для определения факта значительного увеличения кредитного риска, с точки зрения их надлежащего характера.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Группа компаний QG применяет следующие модели оценки компонентов кредитного риска:

- модели оценки вероятности дефолта (PD TTC и PD PiT);
- модели оценки уровня убытков при дефолте (LGD);
- модели оценки суммы требований при дефолте (EAD).

Модели оценки компонентов кредитного риска разрабатываются с учетом использования прогнозных данных о предполагаемых будущих экономических условиях. Эти данные включают в себя различные макроэкономические показатели, такие как уровень инфляции, динамика ВВП, уровень безработицы и другие ключевые индикаторы, влияющие на экономическую активность. Список макроэкономических факторов:

- Уровень безработицы;
- Обменный курс национальной валюты (KZT) к доллару США (USD);
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по отношению к предыдущему кварталу;
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по сравнению с аналогичным кварталом предыдущего года;
- Средняя цена на нефть марки Brent (Average of Europe Brent Spot Price FOB), выраженная в долларах США за баррель;
- Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом производства, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период;
- Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом конечного пользования, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период;

Для дебиторской задолженности применяется упрощенный подход к оценке ожидаемых кредитных убытков (ОКУ), предусмотренный стандартом МСФО 9. Это обусловлено тем, что средний срок дебиторской задолженности составляет около 30 дней, что соответствует краткосрочному характеру таких активов. Согласно МСФО 9, для краткосрочной дебиторской задолженности разрешается использование упрощенного подхода, который предполагает расчет ОКУ на весь срок действия актива без необходимости оценки значительного увеличения кредитного риска.

Часть дебиторской задолженности может подлежать оценке не на основе коллективного подхода к расчету ОКУ, а быть отобрана для индивидуальной оценки. Отбор дебиторов для индивидуальной оценки осуществляется на основании следующих критериев:

- Превышение 0,2% от собственного капитала (из практики банков Республики Казахстан);
- Сумма дебиторской задолженности превышает установленное значение;
- Дебиторы, входящие в топ 1% перцентиль по общей сумме дебиторской задолженности;
- Особенности графика платежей или кредитного поведения — дебиторы, чьи платежные условия или кредитное поведение существенно отличаются от стандартного;
- Дебиторы, отобранные на основании профессиональной оценки специалистов (экспертное мнение).

## **32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками (продолжение)**

Для дебиторской задолженности оценка ОКУ которой осуществляется на основе индивидуального подхода, применяются те же критерии, которые используются для классификации стадий обесценения прочих финансовых инструментов.

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

Для оценки вероятности дефолта Группа определяет дефолт как ситуацию, в которой подверженность риску соответствует одному или нескольким из перечисленных ниже критериев:

- значительных финансовых затруднениях эмитента или заемщика;
- просрочка заемщиком предусмотренных договором платежей превышает 90 дней;
- международные рейтинговые агентства включают заемщика в класс рейтингов дефолта;
- появлении вероятности банкротства или иной финансовой реорганизации заемщика.

В некоторых случаях не представляется возможной идентификация одного отдельного события - причиной, вызвавшей кредитное обесценение финансового актива, может быть суммарный эффект нескольких событий.

Для раскрытия информации Группа привела определение дефолта в соответствии определению обесцененных активов. Вышеуказанное определение дефолта применяется ко всем видам финансовых активов Группы.

Максимальный кредитный риск для финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, ограничен балансовой стоимостью, как это раскрыто в Примечаниях 9, 11 и 13.

### *Банковские вклады и денежные средства и их эквиваленты*

Группа размещает депозиты в казахстанских банках. Руководство Группы периодически проводит обзор кредитных рейтингов данных банков с целью исключения чрезвычайных кредитных рисков. Кредитный риск банковских вкладов и денежных средств и их эквивалентов ограничен, поскольку договорными партнерами являются банки с инвестиционным кредитным качеством. По этой причине влияние обесценения является несущественным.

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)**

В следующей таблице представлен анализ кредитного качества остатков денежных средств и их эквивалентов и банковских вкладов по состоянию на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года с использованием кредитного рейтинга агентств «Standard & Poor's», «Fitch Ratings», «Moody's» и «Thomas Murray».

В млн тенге	Местонахождение	2025 г.		2024 г.		2025 г.	2024 г.
		Standard & Poor's	Moody's	Standard & Poor's	Moody's		
Citibank N.A. Лондон	Англия	Standard & Poor's	BBB+/ стабильный	Moody's	Aa3/ стабильный	158.189	272.418
АО «Bereke Bank»	Казахстан	Fitch Ratings	В+/стабильный	Fitch Ratings	/стабильный	80.446	80.822
АО «Народный Банк Казахстана»	Казахстан	Standard & Poor's	BBB-/ стабильный	Standard & Poor's	BBB-/ стабильный	62.531	77.712
АО «ForteBank»	Казахстан	Fitch Ratings	BB/ стабильный	Fitch Ratings	BB/ стабильный	83.643	24.903
АО «Alatau City Bank»	Казахстан		Ва3/ позитивный	Moody's	Ва3/ позитивный	51.834	51.276
Евразийский банк	Казахстан	Moody's	Ba2/негативный	Moody's	Ba2/ стабильный	30.191	55
АО «Алтын Банк»	Казахстан	Moody's	Baa3/ стабильный	Moody's	Baa3/ стабильный	30.080	9.506
АО «Банк ЦентрКредит»	Казахстан	Standard & Poor's	BB/ позитивный	Standard & Poor's	BB/ стабильный	15.367	14.544
АО "Банк Фридом Финанс Казахстана"	Казахстан	Standard & Poor's	В+/позитивный	Standard & Poor's	В+/стабильный	3.204	7.929
Частное банковское обслуживание «Societe Generale»	Нидерланды	Standard & Poor's	A/ стабильный	Standard & Poor's	A/ стабильный	2.391	2.436
АО «Казпочта»	Казахстан	-	-	-	-	56	58.285
Банк ВТБ Казахстан	Казахстан	Standard & Poor's	Рейтинг отозван	Standard & Poor's	Рейтинг отозван	15	10
АО «Ситибанк Казахстан»	Казахстан	Moody's	Aa3/ стабильный	Moody's	Aa3/ стабильный	15	6
Банк Китая	Китай	Standard & Poor's	A+/ стабильный	Standard & Poor's	A+/ стабильный	11	11
Райффайзен банк	Россия	-	-	-	-	2	4
АО «Центральный Депозитарий Ценных Бумаг»	Казахстан	Thomas Murray	A+/ стабильный/A	Thomas Murray	A+/ стабильный/A	1	1
ДБ «Банк Китая»	Казахстан	Fitch Ratings	BBB+/ стабильный	Fitch Ratings	BBB+/ стабильный	1	1
Европейский Банк Реконструкции и Развития	Казахстан	Standard & Poor's	BBB-/ /негативный	Standard & Poor's	BBB-/ /негативный	-	5
						<b>517.977</b>	<b>599.924</b>

**Торговая и прочая дебиторская задолженность**

Ниже представлена информация о кредитном риске по торговой и прочей дебиторской задолженности Группы с использованием упрощенного метода на основе матрицы резервов:

В млн тенге	Итого	Непросроченная	Просроченные дни				
			<30 дней	30-60 дней	60-90 дней	90-120 дней	>120 дней
<b>31 декабря 2025 г.</b>							
Ставка ОКУ	3,62%	0,52%	1,03%	1,71%	1,65%	10,46%	44,85%
Итого ожидаемая балансовая стоимость при дефолте	264.268	199.107	21.795	12.825	7.266	7.209	16.066
ОКУ	(9.556)	(1.032)	(225)	(219)	(120)	(754)	(7.206)
Чистая балансовая стоимость	254.712	198.075	21.570	12.606	7.146	6.455	8.860
<b>31 декабря 2024 г.</b>							
Ставка ОКУ	3,32%	0,24%	1,59%	0,84%	0,71%	18,05%	64,43%
Итого ожидаемая балансовая стоимость при дефолте	245.265	196.558	20.659	8.310	6.915	2.246	10.577
ОКУ	(8.133)	(466)	(329)	(70)	(49)	(405)	(6.814)
Чистая балансовая стоимость	237.132	196.092	20.330	8.240	6.866	1.841	3.763

Группа подвержена концентрации кредитного риска. Концентрация кредитных рисков в основном относится к ключевым клиентам, в частности международным. Примерно 44% выручки по договорам с покупателями в 2025 году и 25% торговой дебиторской и прочей задолженности Группы по состоянию на 31 декабря 2025 года приходится на PetroChina International Co. Ltd (2024 год: 53% выручки по договорам с покупателями и 31% дебиторской и прочей задолженности Группы).

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)***Займы выданные и прочие финансовые активы*

В отношении кредитного риска, возникающего по прочим финансовым активам Группы, которые включают прочие финансовые активы, займы связанной стороне и обязательства по договорам финансовой гарантии, подверженность Группы кредитному риску возникает в результате дефолта контрагента. В отношении займов выданных, Группа уменьшает кредитный риск посредством требования предоставить обеспечение займа в виде залога активов заемщиков.

В следующей таблице представлен анализ кредитного качества существенных финансовых активов по состоянию на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года с использованием кредитного рейтинга агентства «Fitch Ratings».

В млн тенге	Местонахождение	Этап 1 (ОКУ за 12 мес.)					
		2025 г.		2024 г.			
Еврооблигации Министерства Финансов РК	Казахстан	Fitch Ratings	BBB/ позитивный	Fitch Ratings	BBB/ стабильный	4.890	5.075
Задолженность по финансовой аренде	Казахстан	-	-	-	-	2.983	3.128
Заем, выданный Beineu-Bozoi-Shymkent 2	Казахстан	-	-	-	-	2.049	-
Облигации АО «Самрук-Казына»	Казахстан	Fitch Ratings	BBB/ стабильный	Fitch Ratings	BBB/ стабильный	-	60.095
						<b>9.922</b>	<b>68.298</b>
За минусом: резерв под ожидаемые кредитные убытки						-	-
						<b>9.922</b>	<b>68.298</b>

Группа регулярно проверяет и подтверждает модели и исходные данные для моделей в целях снижения расхождений между расчетными ожидаемыми кредитным убытками и фактическими убытками по выданным кредитам и гарантиям. Группа не признавала резерв под ожидаемые кредитные убытки по финансовым активам в связи с его несущественностью вследствие положительного кредитного рейтинга контрагентов и отсутствия факторов ухудшения кредитоспособности.

**Риск ликвидности**

Риск ликвидности — это риск возникновения у Группы трудностей при получении средств для погашения обязательств, связанных с финансовыми инструментами. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости равной или близкой к его справедливой стоимости.

Группа регулярно отслеживает потребность в ликвидных средствах, и руководство обеспечивает наличие средств в объеме, достаточном для выполнения любых наступающих обязательств.

Приведенная ниже таблица показывает распределение обязательств по состоянию на отчетную дату по договорным срокам, оставшимся до погашения. Суммы, раскрытые в таблице сроков погашения, представляют контрактные недисконтированные денежные потоки, включая общую сумму обязательств по полученным кредитам и финансовые гарантии. Эти недисконтированные денежные потоки отличаются от суммы, включенной в консолидированный отчет о финансовом положении, так как сумма, отраженная в консолидированном отчете о финансовом положении, рассчитана на основе дисконтированных потоков денежных средств. В тех случаях, когда сумма к выплате не является фиксированной, сумма в таблице определяется исходя из условий, существующих на отчетную дату. Валютные выплаты пересчитываются с использованием обменного курса спот на конец отчетного периода.

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)**

<i>В млн тенге</i>	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	>5 лет	Итого
<b>На 31 декабря 2025 г.</b>						
Выпущенные долговые ценные бумаги	–	16.682	39.784	575.476	148.784	780.726
Банковские кредиты*	–	2.117	25.920	144.176	108.872	281.085
Торговая и прочая кредиторская задолженность*	21.012	232.663	16.481	–	–	270.156
Обязательства по аренде	–	1.000	32.218	2	6	33.226
Обязательство по пут-опциону	40.510	–	–	–	–	40.510
Прочие финансовые обязательства	370	838	2.017	1.333	42	4.600
	<b>61.892</b>	<b>253.300</b>	<b>116.420</b>	<b>720.987</b>	<b>257.704</b>	<b>1.410.303</b>

\* Банковские кредиты, а также торговая и прочая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2025 года отражают задолженность Группы и выбывающей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи.

<i>В млн тенге</i>	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	>5 лет	Итого
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>						
Выпущенные долговые ценные бумаги	–	14.490	28.854	517.640	104.165	665.149
Банковские кредиты*	218	4.492	13.132	132.709	56.745	207.296
Торговая и прочая кредиторская задолженность*	11.745	513.092	4.823	–	–	529.660
Обязательства по аренде	–	1.000	32.343	33.213	–	66.556
Обязательство по пут-опциону	40.510	–	–	–	–	40.510
Прочие финансовые обязательства	–	1.811	37	911	3.385	6.144
	<b>52.473</b>	<b>534.885</b>	<b>79.189</b>	<b>684.473</b>	<b>164.295</b>	<b>1.515.315</b>

\* Банковские кредиты, а также торговая и прочая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2024 года отражают задолженность Группы и выбывающей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи.

**Управление капиталом**

Основной целью Группы в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и адекватного уровня капитала для ведения деятельности Группы и максимизации прибыли акционеров. Группа управляет своим капиталом для обеспечения непрерывности деятельности и максимизации доходности для заинтересованных сторон посредством оптимизации соотношения заемного и собственного капитала. По сравнению с 2024 годом, общая стратегия Группы осталась неизменной.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает выпущенные долговые ценные бумаги и банковские кредиты, раскрытые в Примечаниях 15 и 16, и собственного капитала, включающего уставный капитал, дополнительный оплаченный капитал и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в Примечании 14.

Руководство Группы осуществляет анализ структуры капитала на каждую отчетную дату. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала.

У Группы имеется целевой коэффициент доли заёмных средств к капиталу, который не превышает 1,5. В течение 2025 и 2024 годов Группа соблюдала все внешние и внутренние требования к уровню капитала, включая условия, связанные с кредитами и займами.

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)**

Коэффициент доли заёмных средств к собственному капиталу на конец года представлен следующим образом:

<i>В млн тенге</i>	2025 год	2024 год
Выпущенные долговые ценные бумаги	583.799	508.699
Банковские кредиты	9.789	17.612
Обязательства по аренде	29.628	54.985
<b>Итого задолженность</b>	<b>623.216</b>	<b>581.296</b>
Капитал	3.311.329	2.829.912
<b>Коэффициент доли заёмных средств</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>

**Справедливая стоимость в сравнении с балансовой стоимостью**

Балансовая стоимость финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 годов приблизительно соответствует их справедливой стоимости, за исключением финансовых инструментов, представленных ниже:

<i>В млн тенге</i>	31 декабря 2025 г.				
	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровню оценки		
Котировки на активных рынках (Уровень 1)			Существенные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Существенные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)	
<b>Финансовые обязательства</b>					
Выпущенные долговые ценные бумаги	(583.799)	(567.694)	(359.676)	(208.018)	–
Банковские кредиты	(206.048)	(205.479)	–	(205.479)	–

\* Банковские кредиты по состоянию на 31 декабря 2025 года отражают банковские кредиты Группы и выбывающей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи.

<i>В млн тенге</i>	31 декабря 2024 г.				
	Балансовая стоимость	Справедливая стоимость	Справедливая стоимость по уровню оценки		
Котировки на активных рынках (Уровень 1)			Существенные наблюдаемые исходные данные (Уровень 2)	Существенные ненаблюдаемые исходные данные (Уровень 3)	
<b>Финансовые обязательства</b>					
Выпущенные долговые ценные бумаги	(508.700)	(507.370)	(374.198)	(133.172)	–
Банковские кредиты	(154.820)	(153.617)	–	(153.617)	–

\* Банковские кредиты по состоянию на 31 декабря 2024 года отражают банковские кредиты Группы и выбывающей группы, классифицируемой как предназначенная для продажи.

Справедливая стоимость котированных облигаций определяется на основе котировок цен на отчетную дату.

Обязательство по пут-опциону классифицируется как производный финансовый инструмент и оценивается по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Справедливая стоимость определяется с использованием модели Блэка–Шоулза и относится к Уровню 3 иерархии справедливой стоимости в связи с использованием ненаблюдаемых исходных данных. По состоянию на 31 декабря 2025 года справедливая стоимость обязательства по пут-опциону приблизительно равна его балансовой стоимости.

**32 Финансовые инструменты, цели и политика управления финансовыми рисками  
(продолжение)**

Справедливая стоимость долгосрочных займов определяется при помощи методов дисконтированных денежных потоков с использованием текущих ставок для задолженности с аналогичными условиями, кредитным риском и сроками, оставшимися до погашения.

В течение 2025 и 2024 годов переводов между уровнями 1, 2 и 3 не было.

**Оценки и допущения**

Руководство Группы определило, что справедливая стоимость денежных средств и банковских вкладов, торговой дебиторской задолженности, торговой и прочей кредиторской задолженности, краткосрочных займов полученных и всех прочих финансовых инструментов, приблизительно равна их балансовой стоимости, главным образом, ввиду непродолжительных сроков погашения данных инструментов.

**Изменения в обязательствах, обусловленных финансовой деятельностью**

В млн тенге	1 января 2025 г.	Поступления	Погашения	Выплата процентов	Доходы или расходы по курсовой разнице	Начисленные проценты	Капитализация процентов	Прочие неденежные операции	Изменения в обязательствах групп выбытия	31
										декабря 2025 г.
<b>Финансовые обязательства</b>										
Банковские кредиты	17.612	65.885	(7.796)	(11.069)	(8.001)	12.312	-	(103)	(59.051)	9.789
Выпущенные долговые ценные бумаги	508.699	101.677	(9.950)	(34.862)	(14.020)	20.520	22.527	(10.792)	-	583.799
Обязательства по аренде	54.985	-	(25.358)	(7.988)	-	7.989	-	-	-	29.628
<b>Итого обязательств, обусловленных финансовой деятельностью</b>	<b>581.296</b>	<b>167.562</b>	<b>(43.104)</b>	<b>(53.919)</b>	<b>(22.021)</b>	<b>40.821</b>	<b>22.527</b>	<b>(10.895)</b>	<b>(59.051)</b>	<b>623.216</b>
В млн тенге	1 января 2024 г.	Поступления	Погашения	Выплата процентов	Доходы или расходы по курсовой разнице	Начисленные проценты	Капитализация процентов	Прочие неденежные операции	Изменения в обязательствах групп выбытия	31
										декабря 2024 г.
<b>Финансовые обязательства</b>										
Банковские кредиты	47.913	116.472	(30.058)	(8.286)	12.116	8.149	1.150	(4.605)	(125.239)	17.612
Займы полученные	7.968	-	(8.222)	-	(179)	-	-	433	-	-
Выпущенные долговые ценные бумаги	329.234	142.622	-	(14.741)	50.155	15.244	-	(13.815)	-	508.699
Обязательства по аренде	76.687	-	(21.704)	(11.775)	-	11.777	-	-	-	54.985
<b>Итого обязательств, обусловленных финансовой деятельностью</b>	<b>461.802</b>	<b>259.094</b>	<b>(59.984)</b>	<b>(34.802)</b>	<b>62.092</b>	<b>35.170</b>	<b>1.150</b>	<b>(17.987)</b>	<b>(125.239)</b>	<b>581.296</b>

Изменения в обязательствах групп выбытия преимущественно представлены поступлениями по банковским кредитам в размере 65.885 млн тенге (2024: 116.472 млн тенге), которые отражены в столбце «Поступления». Данные суммы корректируются в столбце «Изменения в обязательствах групп выбытия», поскольку соответствующие обязательства на начало и конец отчетного периода классифицированы в составе обязательств, связанных с активами, предназначенными для продажи, в отчете о финансовом положении.

Колонка «Прочие неденежные операции» представляет, главным образом, признание и амортизацию дисконта и расходы, связанные с организацией займов. Группа классифицирует уплаченные проценты как денежные потоки от операционной деятельности.

**33 Сегментная отчетность**

Группа определяет свои операционные сегменты на основе природы операций. Эффективность операционных сегментов оценивается руководством на регулярной основе. Функции руководства, отвечающего за операционные решения, выполняет Правление Группы.

Были определены следующие отчетные сегменты Группы:

- торговля газом – продажа газа в Республике Казахстан и за рубежом;
- транспортировка и хранение газа – транспортировка газа и хранение купленного газа в подземных хранилищах газа.

Оставшиеся операционные сегменты (разведка и добыча газа и оказание транспортных услуг) были агрегированы и представлены в качестве прочего операционного сегмента из-за их незначительности.

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов. Межсегментные транзакции проводились на условиях, согласованных между сегментами, которые могут не обязательно соответствовать рыночным ставкам, за исключением определенных регулируемых услуг, которые предоставляются на основе тарифов, доступных связанным и третьим сторонам.

В таблице ниже представлена информация о выручке и чистой прибыли, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2025 год:

<i>В млн тенге</i>	Торговля газом	Транспортировка и хранение газа	Прочие сегменты	Элиминация	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	1.228.457	118.369	2.988	–	1.349.814
Выручка от реализации другим сегментам	28.532	155.583	38.381	(222.496)	–
<b>Итого выручка</b>	<b>1.256.989</b>	<b>273.952</b>	<b>41.369</b>	<b>(222.496)</b>	<b>1.349.814</b>
Себестоимость продаж внешним клиентам	(1.215.584)	(140.072)	(36.340)	–	(1.391.996)
Себестоимость продаж другим сегментам	(175.155)	(38.913)	(754)	214.822	–
<b>Итого себестоимость</b>	<b>(1.390.739)</b>	<b>(178.985)</b>	<b>(37.094)</b>	<b>214.822</b>	<b>(1.391.996)</b>
<b>Валовый убыток</b>	<b>(133.750)</b>	<b>94.967</b>	<b>4.275</b>	<b>(7.674)</b>	<b>(42.182)</b>
Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки	77.984	9.093	2.726	(8.322)	81.481
Финансовый доход	1.643	1.291	–	(2.934)	–
Финансовые затраты	(19.613)	(27.559)	(382)	7.433	(40.121)
Износ и амортизация	(11.476)	(40.286)	(6.809)	(4.706)	(63.277)
Обесценение основных средств	(6.397)	(130)	–	–	(6.527)
Дивиденды	341.726	–	439	(342.165)	–
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний	–	306.990	673	–	307.663
Расходы по подоходному налогу	9.364	(13.070)	(2.055)	(799)	(6.560)
<b>Чистая прибыль за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>266.862</b>	<b>356.287</b>	<b>4.685</b>	<b>(362.067)</b>	<b>265.767</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>					
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	–	1.036.046	11.391	–	1.047.437
Капитальные расходы	16.825	228.739	19.107	(8.178)	256.493
Резерв под ожидаемые кредитные убытки	(8.833)	(1.124)	(173)	572	(9.558)
Резервы по устаревшим запасам и авансам выданным	(193)	(1.965)	(275)	–	(2.433)
<b>Активы сегмента</b>	<b>2.584.390</b>	<b>2.683.699</b>	<b>115.517</b>	<b>(1.041.618)</b>	<b>4.341.988</b>
Активы выбывающих групп, классифицируемых как предназначенные для продажи	704	–	323.736	(103)	324.337
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>2.585.094</b>	<b>2.683.699</b>	<b>439.253</b>	<b>(1.041.721)</b>	<b>4.666.325</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>686.922</b>	<b>522.165</b>	<b>18.172</b>	<b>(104.496)</b>	<b>1.122.763</b>
Обязательства выбывающих групп, классифицируемых как предназначенные для продажи	–	–	251.164	(18.931)	232.233
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>686.922</b>	<b>522.165</b>	<b>269.336</b>	<b>(123.427)</b>	<b>1.354.996</b>

**33 Сегментная отчетность (продолжение)**

Ниже представлена информация о выручке и чистой прибыли, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2024 год:

<i>В млн тенге</i>	Торговля газом	Транспорт- тировка и хранение газа	Прочие сегменты	Элиминация	Итого
Выручка от реализации внешним клиентам	1.158.909	97.446	3.045	–	1.259.400
Выручка от реализации другим сегментам	13.316	165.306	32.936	(211.558)	–
<b>Итого выручка</b>	<b>1.172.225</b>	<b>262.752</b>	<b>35.981</b>	<b>(211.558)</b>	<b>1.259.400</b>
Себестоимость продаж внешним клиентам	(1.117.998)	(140.466)	(31.194)	–	(1.289.658)
Себестоимость продаж другим сегментам	(177.917)	(26.842)	(778)	205.537	–
<b>Итого себестоимость</b>	<b>(1.295.915)</b>	<b>(167.308)</b>	<b>(31.972)</b>	<b>205.537</b>	<b>(1.289.658)</b>
<b>Валовый убыток</b>	<b>(123.690)</b>	<b>95.444</b>	<b>4.009</b>	<b>(6.021)</b>	<b>(30.258)</b>
Процентный доход, рассчитанный по методу эффективной процентной ставки	47.851	2.580	3.915	(11.250)	43.096
Финансовый доход	1.472	1.294	6	(2.765)	7
Финансовые затраты	(19.128)	(28.313)	(204)	7.016	(40.629)
Износ и амортизация	(11.332)	(35.990)	(5.161)	–	(52.483)
Обесценение основных средств	–	(2.998)	–	–	(2.998)
Дивиденды	561.093	–	373	(561.466)	–
Доля в прибыли совместных предприятий	–	370.705	439	–	371.144
Расходы по подоходному налогу	10.098	(12.069)	(1.419)	421	(2.969)
<b>Чистая прибыль за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>444.409</b>	<b>414.924</b>	<b>662</b>	<b>(560.529)</b>	<b>299.466</b>
<b>Прочая сегментная информация</b>					
Инвестиции в совместные предприятия	–	1.069.829	1.469	–	1.071.298
Капитальные расходы	24.117	205.149	5.129	(7.703)	226.692
Резерв под ожидаемые кредитные убытки	(7.747)	(280)	(113)	8	(8.132)
Резервы по устаревшим запасам и авансам выданным	(216)	(2.095)	(275)	–	(2.586)
<b>Активы сегмента</b>	<b>2.399.928</b>	<b>2.570.620</b>	<b>107.958</b>	<b>(995.016)</b>	<b>4.083.490</b>
Активы выбывающих групп, классифицируемых как предназначенные для продажи	729	–	239.240	(104)	239.865
<b>Итого активы сегмента</b>	<b>2.400.657</b>	<b>2.570.620</b>	<b>347.198</b>	<b>(995.120)</b>	<b>4.323.355</b>
<b>Обязательства сегмента</b>	<b>977.112</b>	<b>444.322</b>	<b>16.592</b>	<b>(117.300)</b>	<b>1.320.726</b>
Обязательства выбывающих групп, классифицируемых как предназначенные для продажи	–	–	174.908	(2.191)	172.717
<b>Итого обязательства сегмента</b>	<b>977.112</b>	<b>444.322</b>	<b>191.500</b>	<b>(119.491)</b>	<b>1.493.443</b>

По состоянию на 31 декабря 2025 и 2024 года все основные средства Группы расположены на территории Республики Казахстан.

В 2025 году Группа получила 44% своей выручки от продажи газа PetroChina Group в размере 600.436 млн тенге (в 2024 году: 53%, в размере 663.748 млн тенге). Данная выручка включена в выручку сегмента Торговля газом.

**34 События после отчетной даты**

13 января 2026 года Группа предоставила 2 транша в размере 50 млн долларов США (эквивалентно 25.277 млн тенге) по договору займа с BBS 2 для финансирования проекта второй линии магистрального газопровода Бейнеу–Бозой–Шымкент (BBS Line 2).