KUFPEC



Endless Horizons

Forty Fourth Annual Report **2025**







H. H. Sheikh
Meshal Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah
Amir of the State of Kuwait
May Allah Protect and Bless Him







H. H. Sheikh
Sabah Khaled Al-Hamad Al-Mubarak Al-Sabah
Crown Prince of the State of Kuwait
May Allah Protect and Bless Him

Board of Directors





Mohammad R. Jasim
Chairman



Ghada Y. Alamer
Deputy Chairman



Eisa A. Al-Maraghi
Board Member



Ghanim N. Alotaibi
Board Member



Fahad S. Al Kharqawi
Board Member



Waleed Kh. Almukhaizim
Board Member



Bader A. Almunaifi
Board Member

Executive Management



Eisa Abdulrahman Al-Maraghi
Chief Executive Officer



Tareq M. Ebrahim
Executive Vice President – Operations



Abdullah F. Al-Osaimi
Executive Vice President – Finance and Administration

Executive Vice President – Exploration



Ahmed Al-Rohaif
Manager – Exploration Department



Balqees Al-Musallam
Manager - Management Support



Jaber Al-Shatti
Manager - CS&PR



Farhan Al-Farhan
Manager - Business Development



Mohammed Al Sarhan
Manager – Operations – Asia and Euro-Africa Region



Mohammed Hussain
Manager – Finance Department



Monira Ben Salamah
Manager - Human Resources



Naser Al-Khashti
Manager – Operations – Canada and Australia Region



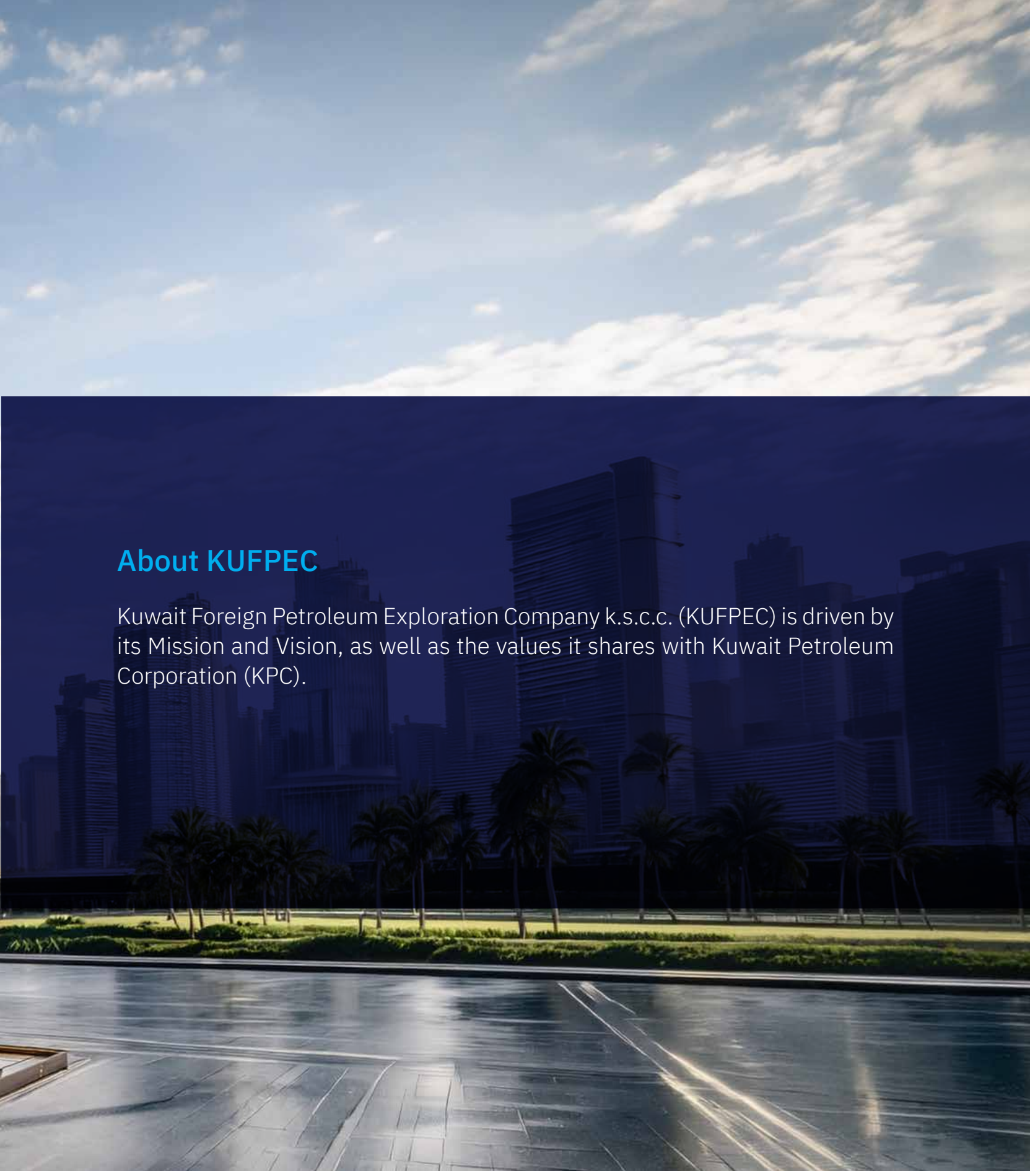
Wesam Behbehani
Manager - Corporate Planning Department

Manager
Technical Support

Manager
Legal Affairs

Manager
Commercial Department


KUFPEC
KUPPEC



About KUFPEC

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company k.s.c.c. (KUFPEC) is driven by its Mission and Vision, as well as the values it shares with Kuwait Petroleum Corporation (KPC).

KUFPEC 2040 Strategy

KPC Strategic Drivers for International Upstream (KUFPEC):



Diversification

Diversify income for the State of Kuwait.



Capability

Increase opportunities to develop upstream capabilities for domestic operations.

KUFPEC Mission and Vision Statements



Our Mission

Deliver diversified value to KPC through the responsible, efficient and innovative exploration and production of hydrocarbons worldwide.



Our Vision

A focused upstream company driving operational excellence through strategic partnerships and adding value to the Kuwait oil sector.

Areas of Activities

KUFPEC's map expansion is built on solid foundations and high standards, and is not limited to specific geography, as it is currently present in 10 countries, with a portfolio comprising 30 projects organized into 2 core regions spanning 6 continents. Headquartered in Kuwait, KUFPEC has 7 Area Offices in Australia, Canada, Egypt, Indonesia, Malaysia, the Netherlands, and Pakistan. KUFPEC continues to diversify its workforce by recruiting talented people from the various communities hosting our upstream activities.



Countries of Activities

KUFPEC's activities are spread across the following continents:

Australian
- Australia

Asia
- Indonesia
- Malaysia
- Pakistan
- Yemen

Africa
- Egypt
- Mauritania

Europe
- UK

North America
- Canada

South America
- Suriname



KUFPEC CEO

Eisa Al-Maraghi is the CEO of KUFPEC, having previously held the role of Deputy CEO of North & West Kuwait Directorate at Kuwait Oil Company (KOC).

With nearly 28 years of work experience in the oil and gas industry, his extensive experience included the management of KOC's hydrocarbon resources and production portfolios, production value chain, leading the integration of Fields Development Plans for green and brown oil fields, enhanced oil recovery (EOR) pilot projects, and the development of best practices related to reservoir management for implementation across KOC.

As Deputy CEO of Planning & Innovation Directorate in 2023, he led the company's digital transformation strategy and implementation. He also served as Deputy CEO of South & East Kuwait Directorate in 2021 and successfully led the development of the second largest oil field in the world, the Greater Burgan Field, which increased oil production to 250,000 barrels per day within 18 months.

Al-Maraghi holds a Bachelor of Petroleum Engineering from Kuwait University and completed a General Management Program at Harvard Business School.

A Message from the Chief Executive Officer

KUFPEC continued its strong momentum across its diverse six-continent global portfolio, delivering significant progress in leading projects in Canada, Australia, Indonesia, and Egypt. Throughout the year, the company celebrated multiple milestones in production while maintaining its commitment to operational excellence, efficiency, and world-class safety standards.

In 2025, KUFPEC delivered outstanding financial and operational results, despite lower-than-expected oil price, closing the year with net profits exceeding USD 348 million and an average production rate of 83,055 barrels of oil equivalent per day (BOEPD), of which gas production represents 63%. These achievements reflect the company's robust strategy and disciplined performance on all business fronts.

KUFPEC made steady progress in executing its ambitious growth strategy in 2025. We focused on strengthening the company's portfolio through value-driven mergers and acquisitions of corporate, development, and producing assets, while also securing attractive exploration licenses and increasing resource additions to support sustainable growth and future production.

KUFPEC's Kaybob Asset in Alberta, Canada, reached a record-high production level of 29,661 BOEPD, marking a major growth. In alignment with KUFPEC's 2040 Strategy, the project demonstrated effective performance, achieving an average annual net production of 25,310 BOEPD in 2025.

These accomplishments underscore KUFPEC's steadfast dedication to excellence, strategic partnerships, and continuous innovation. The ongoing success of the Kaybob Project plays a vital role in advancing KUFPEC's 2040 strategy and driving long-term value creation.

In December 2025, KUFPEC acquired a new offshore exploration block in Suriname, marking another significant milestone through entering a new country and expanding its international exploration portfolio within high-potential basins.

During the year, KUFPEC also obtained the official approval of the Plan of Development (POD) for the Anambas Field in the West Natuna Sea, Indonesia. This multi-phase project will develop gas and condensate reserves through the drilling of new wells and installation of subsea infrastructure. The initiative enhances Indonesia's energy security while reaffirming KUFPEC's deep-rooted commitment to the country's upstream sector and sustainable resource development.

In Egypt, KUFPEC achieved the Final Investment Decision (FID) approval for the Mina West Project in June 2025, making a significant milestone within its regional portfolio. Development activities are being fast-tracked with first gas production expected in the fourth quarter of 2026.

Wheatstone Project, in Australia, celebrated a major achievement in June 2025 with the successful loading of its 1,000th LNG cargo since operations began in October 2017. This achievement reflects the unwavering dedication, technical excellence, and strong collaboration among the operator and joint venture partners, representing years of innovation and operational success.

On safety front, KUFPEC celebrated a remarkable safety milestone, achieving 500,000 safe man-hours with zero Lost Time Incidents (LTIs) during KUFPEC Pakistan's Makhad Drilling Operations. Despite rugged terrain, monsoon weather, and significant logistical challenges, the team's exceptional effort and commitment to safety and professionalism culminated in this prominent achievement. The project's activities included zero spills, flawless heavy-lifting operations, positive third-party HSE audits, and safe management of more than 200 personnel without a single incident.

Further strengthening its social responsibility efforts, KUFPEC Indonesia, in collaboration with the Head Office PR team, reinforced its dedication to education and community development in Anambas Regency. KUFPEC initiatives included donating school supplies to 187 students across five schools and organizing the Anambas MSME Training 2025 for 30 local entrepreneurs. These programs supported educational empowerment, women-led enterprises, and sustainable economic growth within local communities.

At the end, I wish to extend my heartfelt gratitude to His Highness the Amir of the State of Kuwait Sheikh Meshal Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah, and His Highness the Crown Prince Sheikh Sabah Khaled Al-Hamad Al-Mubarak Al-Sabah. May they continue to lead our beloved nation toward greater prosperity, progress, and development.



Eisa Abdulrahman Al-Maraghi

Chief Executive Officer





Operations – Canada and Australia Region

Australia – Canada

Operations – Canada & Australia Region (OCAR) enhanced its performance, driving higher production levels and supporting the strategic growth of its asset portfolio. In Canada, Kaybob project delivered approximately 25,310 BOEPD, reflecting strong execution and continued optimization of field activities. In Australia, KUFPEC's assets achieved net production of around 41,245 BOEPD, underscoring the company's stable progress and sustained contribution to overall growth.

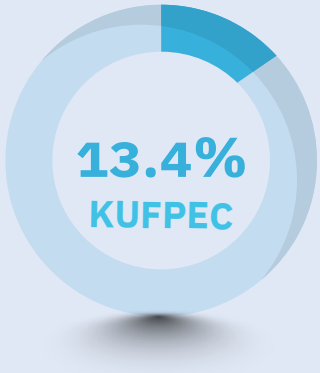
KUFPEC's OCAR net production averaged 66,702 BOEPD in 2025 with around 11% increase when compared to the 59, 573 BOEPD of 2024.



Australia

Wheatstone LNG Project

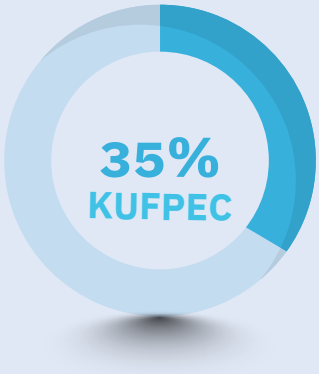
The Wheatstone LNG Project delivered stronger production performance when compared to 2024, driven primarily by targeted operational improvements.



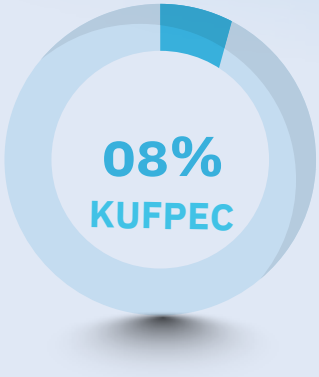
WA-49-L

The offshore block, WA-49-L, is around 200 km from the Wheatstone LNG Plant and provides feedstock gas and condensate to the Wheatstone facilities from the Brunello and Julimar fields. The Julimar Development Project Phase III (JDP3) is in the execution phase.

KUFPEC's net share production averaged 20,702 BOEPD in 2025, compared to 19,610 BOEPD in 2024. The slightly higher production is attributed to optimized plant operations.



WA-46-L, 47-L, 48-L



WA-46-L, WA-47-L, and WA-48-L comprise the Wheatstone/Iago gas fields which produce via the Wheatstone LNG Project. The drilling of Wheatstone Deep exploration well has been completed in 2025.

KUFPEC's net share production averaged 20,690 BOEPD in 2025, compared to 20,073 BOEPD in 2024. The slightly higher production is attributed to optimized plant operations.

WA-71-R



KUFPEC's activities are progressing well. The asset license renewal is planned for December 2026.

WA-26-L, WA-27-L and WA-54-L



Mutineer/ Exeter
KUFPEC 37.5%



Fletcher
KUFPEC 50%



Finucane
KUFPEC 37.5%

The decommissioning activities continued to advance as per plans.



Canada

In alignment with KUFPEC's 2040 Strategy, OCAR maintained momentum on Kaybob project, achieving an average annual net production of 25,310 BOEPD.

The strategic deployment of a two-rig operation accelerated execution, enabling early pad tie-ins and increasing overall production efficiency. An optimized frac design contributed to significant cost savings while a choke size optimization initiative increased net production by 5%.

The project upheld strong safety standards, achieving zero fatalities throughout the year, reflecting commitment to operational excellence and HSE performance.



Kaybob Duvernay

Kaybob Duvernay is KUFPEC's unconventional liquid-rich shale gas project. In 2025, KUFPEC spudded 50 wells, completed 47 wells, and tied 47 wells into production. To date, 346 wells are in production.

KUFPEC's net share production averaged 25,310 BOEPD in 2025 with around 25% increase over the 19,891 BOEPD of 2024.



A0034

KUFPEC is evaluating future development opportunities on the parcel as well as participation in the process of Alberta public land sales for the acquisition of new mineral and surface rights.







Operations – Asia and Euro-Africa Region

Asia – Europe – Africa

KUFPEC's Operations – Asia and Euro-Africa Region (OAEAR) continued its fruitful endeavors that led to securing Anambas Plan of Development (POD) approval from the Indonesian government. The project also advanced to Stage 3 "Project Definition," which would be culminated in the Final Investment Decision (FID).

In addition, KUFPEC obtained FID approval for the Mina West project in June 2025, securing Egypt's highest gas price. The project is being fast-tracked toward its first gas delivery, expected in the fourth quarter of 2026.

KUFPEC's OAEAR net share production averaged 16,353 BOEPD in 2025, compared to 16,632 BOEPD in 2024.

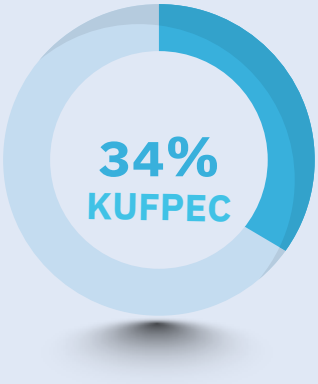




Pakistan

Bhit and Badhra

The Bhit and Badhra onshore gas fields are in the Kirthar fold belt area of the Lower Indus Basin. The work program of 2025 included drilling of Badhra-17, compression optimization, road repairs, plant modifications, and rigless well intervention jobs.



KUFPEC's net share production from the Bhit and Badhra fields averaged 1,896 BOEPD in 2025, compared to 2,405 BOEPD in 2024.

Qadirpur

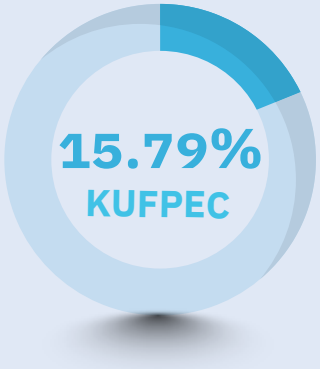
Qadirpur onshore gas field, the second-largest gas field in Pakistan, is in the Middle Indus Basin, Sindh Province. In 2025, the work program consisted of drilling the QP-64 well, processing plant maintenance, corrosion monitoring, and civil works projects. It also included rigless well intervention jobs.



KUFPEC's net share production from Qadirpur averaged 1,723 BOEPD during 2025, compared to 2,407 BOEPD in 2024.

Kadanwari

Kadanwari Gas Field located in the northeast Sindh Province. This year's program included drilling of the development well K-44, development facilities workovers, tie-in of K-44 well, rigless well intervention activities, surface facilities modification jobs, road repairs, plant maintenance, and miscellaneous construction activities.



KUFPEC's net share production from Kadanwari averaged 344 BOEPD during 2025, compared to 284 BOEPD in 2024.

Zamzama

The Zamzama onshore gas field lies in the Kirthar foredeep of the Lower Indus Basin, Sindh Province. The work program of 2025 included Zam-2 and Zam-7 wells Khadro formation perforation, processing plant compression modification jobs, road repairs and camp maintenance.



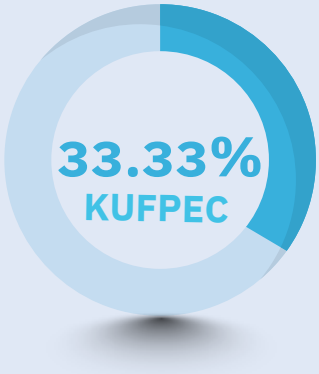
KUFPEC's net share production from the field averaged 102 BOEPD



Indonesia

Natuna Sea Block A (NSBA)

The Natuna Sea Block A is located near the maritime borders of Indonesia, Malaysia, and Vietnam, and serves as a major supplier of gas to Singapore. As part of its 2025 work program, KUFPEC carried out a development drilling campaign for the 2 development wells (A24, A25) in addition to preparations for next year's exploration drilling of Bekantan, Laba-laba, and Tenggiling.



KUFPEC's net share production averaged 4,801 BOEPD during 2025, compared to 5,301 BOEPD in 2024.



Anambas

The block is located entirely offshore in the West Natuna Basin, Natuna Sea. It is adjacent to KUFPEC's producing asset NSBA and South Natuna Sea Block B (SNSBB) and the Kakap assets. KUFPEC secured POD approval from the government in May 2025, and the economic model has been updated to reflect the favorable incentives. According to KUFPEC's Project Gate System (PGS), the project progressed to Stage 3 "Project Definition" which will end with FID.



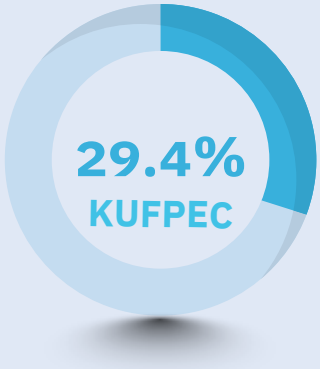


Malaysia

PM-304

PM-304 offshore block is a joint venture producing oil from Cendor, West Desaru and East Cendor fields, which are located approximately 140 km from Terengganu coast of Peninsular Malaysia. During this year, some activities were executed to maintain production till the license expiry in September 2026.

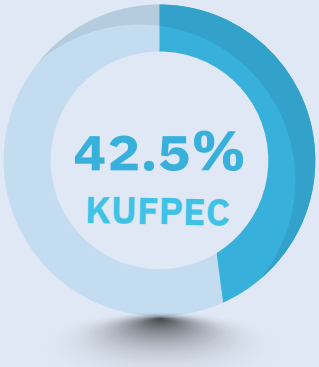
KUFPEC's net share production averaged 1,875 in 2025, compared to 2,178 BOEPD in 2024.





SK-410B

The SK-410B is located approximately 160 km from Bintulu in Sarawak, and Malaysia Liquified Natural Gas Plant. It is a joint venture that will be developing and producing hydrocarbons from the Lang Lebah and Paprika fields. This year's activities included the re-design study – production capacity optimization, offshore and onshore facilities enhancement – which were completed within the third quarter.





Yemen

Jannah Block 5

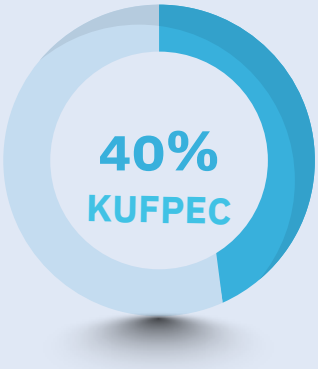


Jannah Block 5 is situated in the Sabatayn Basin, close to Block-18. Some routine activities were performed during the year such as plant maintenance.



Egypt

Geisum and Tawila West



Geisum and Tawila West assets located in the Gulf of Suez. The recently signed New Concession Agreement played a crucial role in extending the field license by an additional 20 years. This agreement not only secures continuity of production but also enables the addition of further reserves, thereby enhancing the field's overall value and strengthening its future exploration and development potential.

KUFPEC's net production averaged 5,612 BOEPD in 2025, compared to 4,011 in 2024.

Mina West – Northeast Elamerya

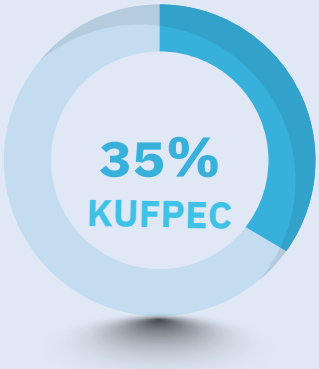


The discovered Mina West gas field, located offshore Alexandria, reached FID in June 2025, securing Egypt's top gas price. With all key commercial and technical agreements finalized, the project has been fast-tracked toward development, with first gas delivery expected in the fourth quarter of 2026.



United Kingdom

Alma and Galia



The decommissioning and abandonment activities progressed as per the adopted plan.

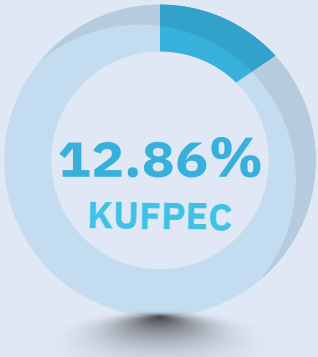


Mauritania



PSC- Zone B (Tiof)

The abandonment and decommissioning program has been completed, pending the Mauritanian government approval.



PSC- Zone A (Banda)



Chinguetti

The abandonment and decommissioning requirements have been completed, pending the Mauritanian government approval.





Exploration Department
Exploration Studies Team

KUFPEC's Exploration Studies Team carried out multiple basin screenings and analyses worldwide, covering both established regions and emerging frontier areas in 2025. The study aimed to deepen understanding of petroleum basin potential and identify new exploration opportunities. As a result, the team narrowed down key potential frontier and focus areas for collaboration with major international oil companies (IOCs), identifying several promising exploration blocks for further due diligence.

Additionally, the team monitored drilling activities at the Makhad X-1 well in Pakistan, performing petrophysical reservoir evaluations and implementing a comprehensive testing program to ensure operational efficiency and high-quality data acquisition.

Exploration Assets Management Team

Suriname

Block 65

KUFPEC 20%

KUFPEC acquired an exploration block offshore Suriname, located along the northern coast of South America in December 2025. This acquisition marks a key milestone for KUFPEC, providing a strategic opportunity to enter a new country and expand its international exploration portfolio in high-potential basins.

Pakistan

Makhad

KUFPEC 82.5%

The acquisition of 150 km² of 3D seismic data covering the Nuryal Prospect was successfully completed ahead of schedule. Interpretation and well location studies were also finalized, leading to the commencement of drilling operations for the Makhad X-1 exploration well in the first quarter of 2025. The well reached its total depth of 4,930 meters in July 2025. The drilling and well testing operations were completed ahead of schedule and below budget.

Australia

WA-536-P

KUFPEC 35%

The exploration permit expired in the first quarter of 2025.

Egypt

Block-3 (NEEA)

KUFPEC 40%

The Nile Delta Basin in Egypt remains a key regional gas hub with estimated reserves of around 200 TCF. In KUFPEC's Block 3 "Northeast El Amriya" (NEEA), two discoveries have been made: Mina West-1X, a shallow-water Messinian gas and condensate discovery – now in development, and Khufu-1R, a deepwater HPHT well that encountered gas in the Lower Miocene sands.

We fast tracked the processing of the newly acquired 3D seismic data over southern NEEA and produced high-quality results. Additionally, the integration of Artificial Intelligence and Machine Learning technologies in seismic reprocessing over a larger dataset significantly improved imaging quality and accelerated final product delivery.

Indonesia

Amanah

KUFPEC 30%

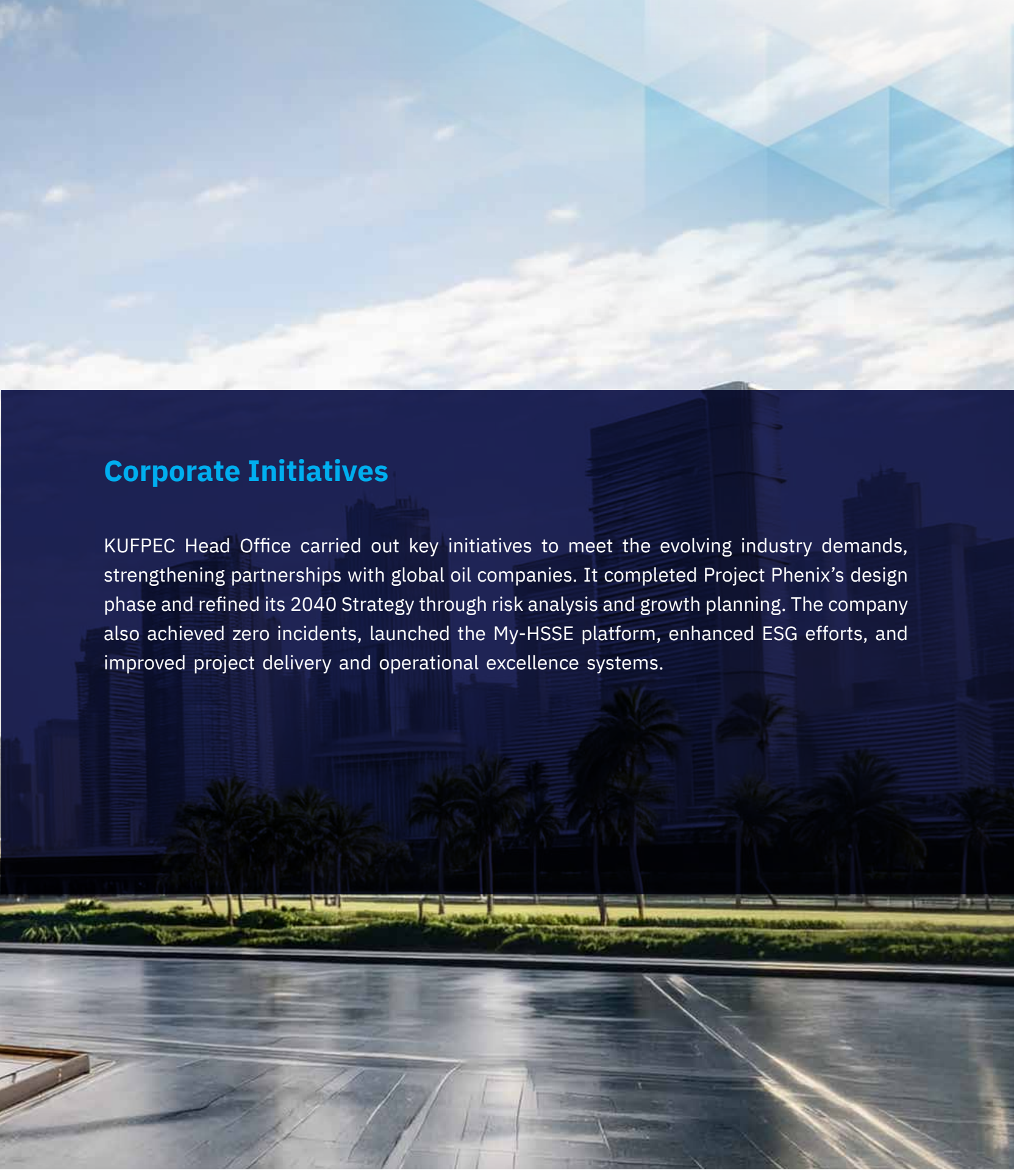
Amanah Block is located onshore South Sumatra with a total acreage of 1,753 km2. The block was acquired in October 2024, followed by the signing of the Joint Operating Agreement (JOA) with partners in May 2025. Early activities within the block have already confirmed the presence of oil.

Melati

KUFPEC 24.5%

The Melati Block is situated in South-Eastern Sulawesi, Indonesia, covering offshore and onshore areas in Manui Basin with a total acreage of 8,453 km2. The block was acquired in October 2024, followed by the signing of the Joint Operating Agreement (JOA) with partners in January 2025. Early activities within the block have already confirmed the presence of oil.


KUFPEC
KUPPEC



Corporate Initiatives

KUFPEC Head Office carried out key initiatives to meet the evolving industry demands, strengthening partnerships with global oil companies. It completed Project Phenix's design phase and refined its 2040 Strategy through risk analysis and growth planning. The company also achieved zero incidents, launched the My-HSSE platform, enhanced ESG efforts, and improved project delivery and operational excellence systems.

Developing Businesses

KUFPEC continued to play a central role in driving strategic growth and advancing its long-term objectives. In 2025, the company remained focused on identifying, evaluating, and securing high-value exploration, development, and production opportunities which align with its global growth strategy and portfolio optimization goals.

Throughout the year, KUFPEC actively engaged with international oil companies (IOCs), national oil companies (NOCs), and strategic partners to strengthen collaboration, explore joint opportunities, and reinforce KUFPEC's position as a trusted global upstream partner. The company also firmed up strategic partnership framework models with key IOCs and partners, focusing on significant geographical areas of interest to enhance collaboration, accelerate growth, and support KUFPEC's long-term strategic objectives. These efforts contributed to KUFPEC's entry into an exploration opportunity in the country of Suriname with a strategic partner, expanding the company's presence in a new promising basin.

The company continued to implement its portfolio rationalization plan, advancing divestment discussions and optimizing asset exposure in line with KUFPEC's corporate priorities and value creation objectives. During the year, Relinquishment of WA-536-P in Western Australia was executed as part of portfolio high-grading and capital discipline efforts.

Looking ahead, KUFPEC will maintain its focus on strategic acquisitions, disciplined portfolio management, and deepening partnerships that enhance the company's resilience, competitiveness, and sustainable growth trajectory.

Head Office Services

KUFPEC carried out several key initiatives to enhance sustainability, modernization, and efficiency. It also strengthened its green and paperless efforts by partnering with a local recycling company to promote a healthy environment at its head office.

The overall layout and design phase of Project Phenix, HO building renovation project, was successfully completed, laying the groundwork for its implementation and execution in the upcoming period.

In line with the digitalization strategy and continuous process improvement, a new online Employee Service Request Center was launched to streamline internal operations.

KUFPEC also organized several events and initiatives, including Health Week Initiative, Annual Party, and a visit to Farah Specialized Center for the Care and Rehabilitation of the Elderly as part of its Environmental, Social, and Governance (ESG) efforts. Corporate Services, in collaboration with Corporate Planning and HSE, planted 1,000 Sidr trees at Jahra Nature Reserve as part of the company's Corporate Social Responsibility (CSR) initiatives.

KUFPEC updated the procurement procedures, along with the introduction of the new K-Tendering system, which is intended to enhance the procurement process and workflow at the company head office and area offices.

Planning

KUFPEC enhanced the goals of operational excellence, innovation, partnership, and ESG integration through its two core functions: Performance Management & Strategy (PM&S) and Capital Projects & Portfolio Management (CPPM).

Under PM&S, a comprehensive health check analysis of the 2040 Strategy was conducted, identifying key risks and opportunities to refine its strategic roadmap. It also completed the KUFPEC Growth Strategy Study, which established strategic pillars roadmaps for focused company growth and the key enablers supporting the implementation. To embed the 2040 Strategy across the organization, KUFPEC launched an engagement campaign featuring a new strategy portal, onboarding materials, and monthly engagement sessions. In addition, the pilot phase of an automated Balanced Scorecard system was successfully completed, paving the way for full rollout and execution in 2026. PM&S also implemented updated governance for the Managers' Annual Incentive Program and revised the Performance Management and Strategy Manual.

On the CPPM side, KUFPEC Corporate Standards for Economic Evaluation procedure was finalized, representing a key organizational milestone that strengthens the efficiency and consistency of project evaluations and decision-making. A new financial model was integrated into the five-year business plan, and the capital monitoring and reporting were automated as part of the digitalization vision.

In addition, we hosted the 2025 Performance Management Forum, enhancing collaboration across KPC's upstream companies through sharing best practices and panel discussions. We also supported ESG objectives through environmental initiatives, including planting 1,000 Sidr trees in Jahra Nature Reserve.

Finance

KUFPEC implemented transformative initiatives that strengthened governance, improved operational efficiency, and supported strategic growth across our global operations. A key milestone was achieved in Indonesia, where the company established the first comprehensive Finance and Accounting Procedures, providing standardized guidelines for important processes and ensuring consistency and compliance.

KUFPEC applied Anambas Joint Interest Billing (JIB), enhancing transparency and accuracy in joint venture cost allocations. In Malaysia, the successful efforts resulted in its first Accounting Package, advancing harmonized financial reporting across Area Offices and Head Office.

Additionally, several process enhancements and automation initiatives further strengthened internal controls and efficiency at the Head Office, including the introduction of BTA Email Approval History and improved budget control mechanisms, promoting accountability and resource optimization.

The company also resolved 27% of outstanding joint venture audit findings, demonstrating proactive risk management and adherence to international standards. These efforts ensure KUFPEC's financial systems remain agile, transparent, and aligned with the best global practices.

Manpower

KUFPEC made remarkable progress in strengthening its human capital, aligning with its strategic objectives of sustainable profitability, operational excellence, and long-term growth. The company expanded its workforce by hiring over 30 new employees, including 21 Young Professionals through the KPC Fresh Graduate Campaign, reinforcing its commitment to developing strong talent workforce for future success.

To enhance capabilities and performance, the company implemented a comprehensive development framework featuring tailored training programs that promote creativity, communication, teamwork, and confidence. Employees also benefited from international assignments, a Global Mobility Strategic Initiative to encourage knowledge exchange within the oil sector, and an external attachment program for cross-functional experience. In 2025, 13

employees joined specialized development initiatives, 8 undertook international assignments, and 16 participated in external attachments, ensuring a skilled and adaptable workforce.

Technical excellence remained central to KUFPEC's efforts, with four opportunities offered under the Technical Professional Ladder (TPL) framework to advance technical expertise and innovation. Additionally, the company launched the K-Talent Program to accelerate the development of high-potential senior employees. Thirteen participants also engaged in leadership training focused on strategic thinking and decision-making, strengthening KUFPEC's leadership skills and supporting long-term organizational success.

Commerciality

KUFPEC played a pivotal role in advancing KPC strategic and operational objectives. It supported KPC's "Feasibility Study for All Quantitative Risk Models", influencing strategic decision-making and enhancing risk model integration to reflect project dynamics and ongoing mergers, positioning KUFPEC as a key contributor to group-wide risk management maturity.

The Company successfully managed the renewal of the Energy Package Insurance Program with favorable rates, conducted a Loss of Profit study for KUFPEC's Canada facilities, and ensured safe and seamless sale of production, including Natural Gas Liquids. It also facilitated Egypt's Mina West Gas Sales Agreement, advancing the project effectively.

The company significantly enhanced its financial position by strengthening overall liquidity and optimizing investment returns. It successfully reduced financial costs, contributing to improved operational efficiency. These initiatives were complemented by the establishment of strategic and competitive banking relationships, ensuring access to favorable terms and reinforcing the company's ability to support future growth. It ensured compliance with global tax laws, aligned with transfer pricing and corporate tax principles, and reduced the income tax rate for the Anambas Project from 32.5% to 29.8%, supporting strategic growth of the company.

Technical Excellence

KUFPEC drove operational excellence, digital transformation, elevating HSSE, process safety, and sustainability across the company's activities through combined efforts in 2025.

It demonstrated world-class safety performance with zero incidents and launched in-house developed "My-HSSE" platform in addition to strengthening Environmental Social Governance (ESG) practices and Energy Transition initiatives and key technical standards. It also enhanced project delivery through updated Peer Assurance Review Guidelines, extensive technical reviews, and groundwork for the new Operational Excellence Management System.

The company elevated cybersecurity and digital readiness by achieving ISO/IEC 27001:2022 certification, implementing Data Classification Policy, and progressing a Cloud-First Strategy, while showcasing global leadership in digital innovation. It launched KUFPEC Digital Hub and multiple in-house systems, improved data centralization, and drove company-wide digital awareness.

KUFPEC launched its first Innovation Portfolio, centered on four priority areas: Market Intelligence, Strategic Portfolio Management, Operational and Business Excellence, and Synergies and Knowledge Transfer.

As part of the company's digital transformation journey, KUFPEC launched "Masar" platform for enterprise content management and internal and external correspondence for head office employees, in alignment with the KPC digital transformation strategy and in support of operational excellence.

Administrative Support

KUFPEC played a significant role in ensuring smooth operations, supporting the company's strategic objectives and strengthening compliance and stakeholders' satisfaction in 2025.

Providing support to the Board of Directors, its sub-committees, and the Leadership Committee, contributed to enhancing effective decision-making and oversight. It also assisted in maintaining strong coordination with governing entities, particularly State Audit Bureau and KPC Internal Audit, ensuring timely responses along with consistent follow-up on audit observations.

KUFPEC's documentation management system was further enhanced through digitalization, and improved revision control. These upgrades strengthened transparency, accountability,

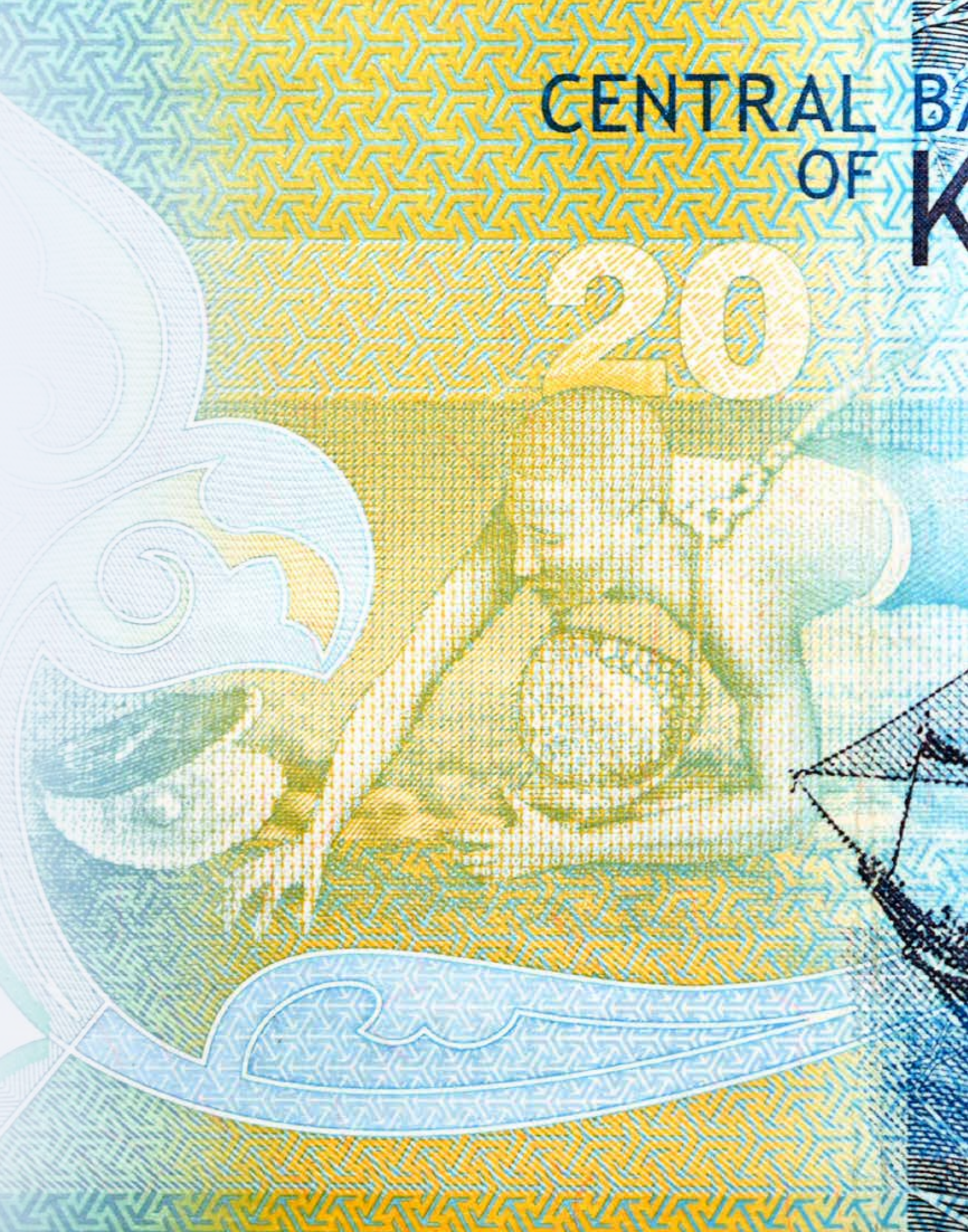
and compliance across departments while safeguarding system readiness for future needs. Additionally, an automated dashboard was launched to manage and monitor all audit processes.

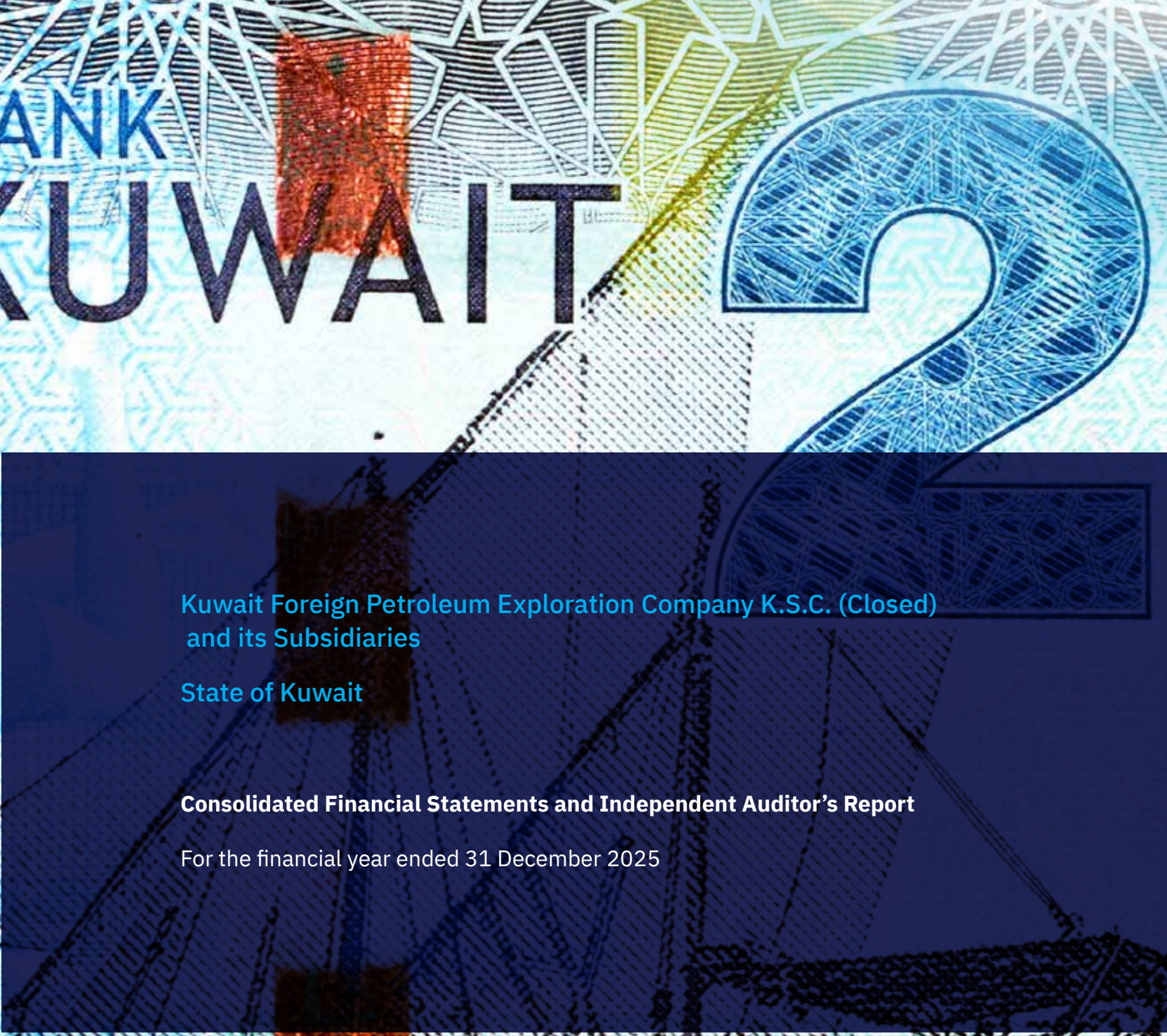
In recognition of its high operational standards, KUFPEC successfully renewed and upgraded three major ISO certifications: ISO 9001:2015 (Quality), ISO 45001:2018 (Health & Safety), and ISO/IEC 27001:2022 (Information Security). These achievements reaffirmed KUFPEC's commitment to excellence, innovation, and HSSE, ensuring secure, efficient, and sustainable operations company-wide.

Legal Contributions

KUFPEC's legal team made significant efforts to finalize new acquisitions that are expected to play a key role in advancing the company's strategic objectives. In addition, the team continued to support the different departments by providing comprehensive legal guidance, particularly in matters related to contracts and the legal procedures required for a wide range of issues.

KUFPEC's team also played an active role in the divestment of certain blocks as part of an ongoing initiative to optimize and rationalize the company's portfolio. This strategic step is anticipated to enable KUFPEC to concentrate more effectively on high-value projects and opportunities that better align with the company's long-term vision and strategy.


CENTRAL BA
OF K
20



Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries

State of Kuwait

Consolidated Financial Statements and Independent Auditor's Report

For the financial year ended 31 December 2025



Contents	Pages
Independent Auditor's Report	51-53
Consolidated Statement of Income	54
Consolidated Statement of Comprehensive Income	55
Consolidated Statement of Financial Position	56
Consolidated Statement of Changes in Equity	57
Consolidated Statement of Cash Flows	58
Notes to the Consolidated Financial Statements	59 - 103

INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT

To the Shareholder of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed)
State of Kuwait

Report on the Audit of the Consolidated Financial Statements

Opinion
We have audited the consolidated financial statements of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) ("the Parent Company") and its subsidiaries (together referred to as "the Group") which comprise the consolidated statement of income, the consolidated statement of comprehensive income, the consolidated statement of financial position as at 31 December 2025, consolidated statement of changes in equity and consolidated statement of cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements, including material accounting policies information.

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of the Group as at 31 December 2025, and its consolidated financial performance and its consolidated cash flows for the year then ended in accordance with IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards").

Basis for Opinion
We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISAs). Our responsibilities under those standards are further described in the Auditor's Responsibilities for the Audit of the consolidated financial statements section of our report. We are independent of the Group in accordance with the International Ethics Standards Board for Accountants' Code of Ethics for Professional Accountants ("IESBA Code") together with ethical requirements that are relevant to our audit of the consolidated financial statements in the State of Kuwait. We have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements and the IESBA Code. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Other information
The directors are responsible for the other information. The other information comprises the report of the Board of Directors (but does not include the consolidated financial statements and our auditor's report thereon), which we obtained prior to the date of this auditor's report, and the Group's complete Annual Report, which is expected to be made available to us after that date.

Our opinion on the consolidated financial statements does not cover the other information portion and we do not and will not reflect any audit result thereof.

In connection with our audit of the consolidated financial statements, our responsibility is to read the other information identified above and, in doing so, consider whether the other information is materially inconsistent with the consolidated financial statements, or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated.

If, based on the work we have performed on the other information that we obtained prior to the date of this auditor's report, we conclude that there is a material misstatement of this other information, we are required to report that fact. We have nothing to report in this regard.

When we read the Group's complete Annual Report, if we conclude that there is a material misstatement therein, we are required to communicate the matter to Those Charged With Governance.

To the Shareholder of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed)
State of Kuwait

Report on the Audit of the Consolidated Financial Statements (Continued)

Responsibilities of Management and Those Charged with Governance of the Consolidated Financial Statements
Management is responsible for the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in accordance with IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards"), and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the consolidated financial statements, management is responsible for assessing the Group's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Group or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those Charged with governance are responsible for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements
Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISAs will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISAs, we exercise professional judgement and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.
- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Group's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Group's management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern.
- Evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT (CONTINUED)

To the Shareholder of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed)
State of Kuwait

Report on Other Legal and Regulatory Requirements

Furthermore, in our opinion, proper books of account have been kept by the Parent Company and the consolidated financial statements, together with the contents of the report of the Parent Company's Board of Directors relating to these consolidated financial statements, are in accordance therewith. We further report that we obtained all the information and explanations that we required for the purpose of our audit and that the consolidated financial statements incorporate all information that is required by the Companies' Law No. 1 of 2016 and its Executive Regulations, as amended, and by the Parent Company's Memorandum of Incorporation and Articles of Association as amended, that a physical count was duly carried out and that, to the best of our knowledge and belief, no violations of the Companies' Law No. 1 of 2016 and its Executive Regulations, as amended, or of the Parent Company's Memorandum of Incorporation and Articles of Association, as amended, have occurred during the financial year ended 31 December 2025 that might have had a material effect on the business of the Parent Company or its financial position.



Qais M. Al-Nisf
License No. 38 "A"
BDO Al Nisf & Partners

Kuwait: 29 March 2026

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries
State of Kuwait

Consolidated Statement of Income
For the financial year ended 31 December 2025
(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Notes	2025 KD	2024 KD
Continuing operations			
Revenue from contracts with customers	5	454,646	449,014
Cost of operations	6	(313,465)	(277,573)
Net (impairment loss) / reversal of impairment loss	7	(1,145)	40,999
Gross profit		140,036	212,440
Exploration costs	13	(5,753)	(8,722)
General and administrative expenses	8	(10,742)	(10,180)
Provision for expected credit loss	17	(168)	-
Net other expenses	9	(4,507)	(785)
Operating profit		118,866	192,753
Finance income		48,060	50,217
Finance costs	10	(8,697)	(10,087)
Net finance income		39,363	40,130
Profit from continuing operations before Taxes and Directors' fees		158,229	232,883
Tax expenses	11	(51,008)	(66,669)
Directors' fees		(46)	(45)
Net profit for the year from continuing operations		107,175	166,169
Discontinued operation			
Net profit for the year from discontinued operations, net of tax	21	-	60,062
Net profit for the year		107,175	226,231

The accompanying notes on pages from 9 to 53 form an integral part of these consolidated financial

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries
State of Kuwait

Consolidated Statement of Comprehensive Income
For the financial year ended 31 December 2025
(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	2025	2024
	KD	KD
Net profit for the year	107,175	226,231
Other comprehensive (loss) / income item:		
Item that may be reclassified to the consolidated statement of income:		
Change in foreign currency translation differences	(7,687)	5,495
Other comprehensive (loss) / income	(7,687)	5,495
Total comprehensive income for the year	99,488	231,726

The accompanying notes on pages from 9 to 53 form an integral part of these consolidated financial statements.

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries
State of Kuwait

Consolidated Statement of Financial Position
As at 31 December 2025
(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Notes	2025 KD	2024 KD
ASSETS			
Non-current assets			
Property, plant and equipment	12	1,623,741	1,645,335
Exploration and evaluation assets	13	275,775	316,258
Deferred tax assets	14	1,187	3,130
Right-of-use assets	15	2,550	2,656
		1,903,253	1,967,379
Current assets			
Inventories	16	23,556	23,791
Trade and other receivables	17	130,917	152,398
Term deposits	19	791,597	249,256
Cash and cash equivalents	20	208,435	633,944
		1,154,505	1,059,389
Assets held for sale	21	24,604	22,392
		1,179,109	1,081,781
Total assets		3,082,362	3,049,160
EQUITY AND LIABILITIES			
EQUITY			
Share capital	22	1,200,000	1,200,000
Statutory reserve	22	101,961	91,243
Voluntary reserve	22	101,961	91,243
Foreign currency translation reserve		(256,389)	(248,702)
Retained earnings		85,742	180,985
Total equity		1,233,275	1,314,769
LIABILITIES			
Non-current liabilities			
Lease liabilities	15	2,282	2,270
Deferred tax liabilities	14	100,037	114,928
Decommissioning provision	23	158,800	169,615
Employees' end of service benefit	24	20,030	20,937
		281,149	307,750
Current liabilities			
Trade and other payables	25	85,259	95,579
Lease liabilities	15	644	618
Tax liabilities		11,784	22,784
Due to Ultimate Parent Company	18	1,365,604	1,238,801
Decommissioning provision	23	93,826	56,865
		1,557,117	1,414,647
Liabilities directly associated with the assets held for sale	21	10,821	11,994
		1,567,938	1,426,641
Total liabilities		1,849,087	1,734,391
Total equity and liabilities		3,082,362	3,049,160

The accompanying notes on pages from 9 to 53 form an integral part of these consolidated financial statements.



Mr. Mohammad R. Jasem
Chairman



Mr. Abdullah F. Al-Osaimi
Executive Vice President Finance and Administration

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries
State of Kuwait

Consolidated Statement of Changes in Equity
For the financial year ended 31 December 2025
(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Share capital	Statutory reserve	Voluntary reserve	Foreign currency translation reserve	Retained earnings	Total equity
	KD	KD	KD	KD	KD	KD
Balance as at 1 January 2024	1,200,000	68,620	68,620	(254,197)	53,194	1,136,237
Net profit for the year	-	-	-	-	226,231	226,231
Other comprehensive income	-	-	-	5,495	-	5,495
Total comprehensive income for the year	-	-	-	5,495	226,231	231,726
Dividends to Shareholder (Note 1)	-	-	-	-	(53,194)	(53,194)
Transfer to reserves	-	22,623	22,623	-	(45,246)	-
Balance as at 31 December 2024	1,200,000	91,243	91,243	(248,702)	180,985	1,314,769
Balance as at 1 January 2025	1,200,000	91,243	91,243	(248,702)	180,985	1,314,769
Net profit for the year	-	-	-	-	107,175	107,175
Other comprehensive loss	-	-	-	(7,687)	-	(7,687)
Total comprehensive (loss) / income for the year	-	-	-	(7,687)	107,175	99,488
Dividends to Shareholder (Note 1)	-	-	-	-	(180,982)	(180,982)
Transfer to reserves	-	10,718	10,718	-	(21,436)	-
Balance as at 31 December 2025	1,200,000	101,961	101,961	(256,389)	85,742	1,233,275

The accompanying notes on pages from 9 to 53 form an integral part of these consolidated financial statements.

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) and its Subsidiaries
State of Kuwait

Consolidated Statement of Cashflow

For the financial year ended 31 December 2025
(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Notes	2025 KD	2024 KD
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES			
Profit before taxes and Directors' fees from continuing operations		158,229	232,883
Profit for the year from discontinued operation, net of tax	21	-	60,062
Adjustments:			
Depreciation, depletion and amortisation	12	200,421	172,186
Exploration costs written off	13	3,705	6,988
Amortisation of right-of-use assets	15	484	484
Net impairment loss / (reversal of impairment loss) on oil and gas properties		315	(40,999)
Net impairment loss on assets held for sale		830	-
Net provision for slow moving inventories	16	434	367
Net provision for slow moving inventories – assets held for sale		47	-
Finance income		(48,060)	(50,217)
Gain on sale of property, plant and equipment	9	(21)	(116)
Finance costs		8,697	10,087
Provision for expected credit loss		168	-
Gain on sale of net assets held for sale	21	-	(60,062)
Provision for employees' end of service benefits	24	2,905	2,615
		328,154	334,278
Changes in operating assets and liabilities			
Trade and other receivables		16,847	(16,573)
Inventories		(243)	(3,080)
Assets held for sale (net)		(4,533)	(2,191)
Trade and other payables		(10,337)	8,098
Net cash generated from operations		329,888	322,723
Taxes paid		(73,913)	(51,744)
Employees' end of service benefits paid	24	(3,614)	(5,329)
Directors' fees paid		(29)	(43)
Net cash flows from operating activities		252,332	265,607
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES			
Net expenditure on property, plant and equipment	12	(113,217)	(73,829)
Finance income received		52,524	54,681
Expenditure on exploration and evaluation assets	13	(10,565)	(42,387)
Payment of decommissioning costs	23	(15,353)	(21,181)
Proceeds from disposal of net assets held for sale		-	143,147
Proceeds from disposal of property, plant and equipment		386	964
Net movement in term deposits		(542,341)	225,516
Net cash flows (used in) / from investing activities		(628,566)	286,911
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES			
Repayment of due to Ultimate Parent Company		(41,220)	(94,390)
Principal repayment of lease liabilities		(561)	(581)
Dividends paid		-	(53,194)
Finance costs paid		(167)	(379)
Net cash flows used in financing activities		(41,948)	(148,544)
Net (decrease) / increase in cash and cash equivalents		(418,182)	403,974
Foreign currencies translation adjustments		(7,327)	7,503
Cash and cash equivalents at the beginning of the year		633,944	224,658
Cash and cash equivalents at the end of the year	20	208,435	633,944

The accompanying notes on pages from 9 to 53 form an integral part of these consolidated financial statements.

1. INCORPORATION AND ACTIVITIES

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) (the "Parent Company") was registered in Kuwait in 1981 as a wholly owned subsidiary of Kuwait Petroleum Corporation ("KPC") (the "Ultimate Parent Company") and its registered address is P.O. Box 5291, Safat 13053, State of Kuwait. The principal activities of the Company and its subsidiaries (collectively the "Group") are the exploration and development of oil and gas outside the State of Kuwait. Information on other related party relationships of the Company is provided in (Note 18).

The Annual General Assembly of the shareholders for the year ended 31 December 2024 was held on 3 June 2025 and approved the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2024, and also approved the dividend distribution to the Shareholder which amounted to KD 180,982.

The Annual General Assembly of the shareholders for the year ended 31 December 2023 was held on 3 July 2024 and approved the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2023 and approved dividend distribution to the Shareholder which amounted to KD 53,194 which is equivalent to retained earnings balance as at 31 December 2023.

These consolidated financial statements were authorised for issue by the Board of Directors on 29 March 2026. The Annual General Assembly has the power to amend these consolidated financial statements after issuance.

1.1 Basis of preparation

The consolidated financial statements of the Group have been prepared in accordance with IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IASB") and Companies' Law No. 1 of 2016, and Executive Regulations, as amended.

The preparation of consolidated financial statements in conformity with IFRS Accounting Standards requires the use of certain critical accounting estimates. It also requires management to exercise its judgement in the process of applying the Group's accounting policies. The areas involving a higher degree of judgement or complexity, or areas where assumptions and estimates are significant to the consolidated financial statements are disclosed in (Note 4).

1.1.2 Historical cost convention

The consolidated financial statements have been prepared under the historical cost basis.

1.2 Fundamental accounting concept

During the year, the Group has achieved net profit amounting to KD 107,175 (31 December 2024: net profit of KD 226,231) and as at 31 December 2025, the Group's current liabilities exceeded its current assets by KD 388,829 (31 December 2024: KD 344,860).

Despite the above, the consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis as the Ultimate Parent Company has committed to provide financial support. The consolidated financial statements do not include any adjustments relating to the recoverability and classification of the recorded asset amounts and classification of liabilities.

2. APPLICATION OF NEW AND REVISED IFRS ACCOUNTING STANDARDS

a) New standards, interpretations and amendments adopted from 1 January 2025

The accounting policies used in the preparation of these consolidated financial statements are consistent with those used in the previous year except for the changes due to implementation of the following new and revised IFRS Accounting standards, which are effective for annual periods beginning on or after 1 January 2025 (unless otherwise stated).

Lack of Exchangeability (Amendment to IAS 21 The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates):
In August 2023, the IASB issued Lack of Exchangeability which amended IAS 21 The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates (the Amendments). The Amendments introduce requirements to assess when a currency is exchangeable into another currency and when it is not. The Amendments require an entity to estimate the spot exchange rate when it concludes that a currency is not exchangeable into another currency.

This amendments had no effect on the Group's consolidated financial statements.

b) New standards, interpretations and amendments not yet effective

There are a number of standards, amendments to standards, and interpretations which have been issued by the IASB that are effective in future accounting periods that the Group has decided not to adopt early.

The following amendments are effective for the period beginning 1 January 2026:

- *Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments (Amendments to IFRS 9 Financial instruments and IFRS 7).*

The following standards and amendments are effective for the annual reporting period beginning 1 January 2027:

- *IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements.*
- *IFRS 19 Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures.*

The Group is currently assessing the effect of these new accounting standards and amendments.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION

3.1 Principles of consolidation and equity accounting

a) Subsidiaries

Subsidiaries are all entities (including structured entities) over which the Group has control. Th Group controls an entity when the Group is exposed to, or has rights to, variable returns from i involvement with the entity and has the ability to affect those returns through its power to direct th activities of the entity. Subsidiaries are fully consolidated from the date on which control is transferre to the Group. They are deconsolidated from the date that control ceases.

Inter-company transactions and balances between Group companies are eliminated. Accountin policies of subsidiaries have been changed where necessary to ensure consistency with the policie adopted by the Group.

Non-controlling interests in the results and equity of subsidiaries are shown separately in th consolidated statements of income, statement of comprehensive income, statement of financi position and statement of changes in equity respectively.

b) Equity method

Under the equity method of accounting, the investments are initially recognised at cost and adjuste thereafter to recognise the Group's share of the post-acquisition profits or losses of the investee i profit or loss, and the Group's share of movements in other comprehensive income of the investee i other comprehensive income.

When the Group's share of losses in an equity-accounted investment equals or exceeds its interest i the entity, including any other unsecured long-term receivables, the Group does not recognise furth losses, unless it has incurred obligations or made payments on behalf of the other entity.

c) Joint arrangements

Under IFRS 11 Joint Arrangements, investments in joint arrangements are classified as either joi operations or joint ventures. The classification depends on the contractual rights and obligations each investor, rather than the legal structure of the joint arrangement.

Joint operations

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) recognises its direct right to th assets, liabilities, revenues and expenses of joint operations and its share of any jointly held or incurre assets, liabilities, revenues and expenses. These have been incorporated in the consolidated financi statements under the appropriate headings. Details of the joint operations are set out in (Note 28).

Joint ventures

Interests in joint ventures are accounted for using the equity method (see (b) above), after initiall being recognised at cost in the consolidated statement of financial position.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.1 Principles of consolidation and equity accounting (Continued)

d) Changes in ownership interests

The Group treats transactions with non-controlling interests that do not result in a loss of control as transactions with equity owners of the Group. A change in ownership interest results in an adjustment between the carrying amounts of the controlling and non-controlling interests to reflect their relative interests in the subsidiary. Any difference between the amount of the adjustment to non-controlling interests and any consideration paid or received is recognised in a separate reserve within equity attributable to owners of the Parent Company.

When the Group ceases to consolidate or equity account for an investment because of a loss of control, joint control or significant influence, any retained interest in the entity is remeasured to its fair value with the change in carrying amount recognised in consolidated statement of income, This fair value becomes the initial carrying amount for the purposes of subsequently accounting for the retained interest as an associate, joint venture or financial asset. In addition, any amounts previously recognised in other comprehensive income in respect of that entity are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities. This may mean that amounts previously recognised in other comprehensive income are reclassified to consolidated statement of income.

If the ownership interest in a joint venture or an associate is reduced but joint control or significant influence is retained, only a proportionate share of the amounts previously recognised in other comprehensive income are reclassified to consolidated statement of income where appropriate.

e) Investment in an associate

An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but is not control or joint control over those policies. The considerations made in determining significant influence or joint control are similar to those necessary to determine control over subsidiaries. The Group's investment in its associate is accounted for using the equity method.

After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognise an impairment loss on its investment in its associate. At each reporting date, the Group determines whether there is objective evidence that the investment in the associate is impaired. If there is such evidence, the Group calculates the amount of impairment as the difference between the recoverable amount of the associate and its carrying value, then recognises the loss as “impairment loss on investment in an associate” in the consolidated statement of income.

Upon loss of significant influence over the associate, the Group measures and recognises any retained investment at its fair value. Any difference between the carrying amount of the associate upon loss of significant influence or joint control and the fair value of the retained investment and proceeds from disposal is recognised as profit or loss.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.2 Business combination

The acquisition method of accounting is used to account for all business combinations, regardless of whether equity instruments or other assets are acquired. The consideration transferred for the acquisition of a subsidiary comprises the following:

- Fair values of the assets transferred,
- Liabilities incurred to the former owners of the acquired business,
- Equity interests issued by the Group,
- Fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement, and
- Fair value of any pre-existing equity interest in the subsidiary.

Identifiable assets acquired and liabilities and contingent liabilities assumed in a business combination are, with limited exceptions, measured initially at their fair values at the acquisition date. The Group recognises any non-controlling interest in the acquired entity on an acquisition-by-acquisition basis either at fair value or at the non-controlling interest's proportionate share of the acquired entity net identifiable assets. Acquisition-related costs are expensed as incurred.

The excess of the following items over the fair value of the net identifiable assets acquired is recorded as goodwill. If those amounts are less than the fair value of the net identifiable assets of the subsidiary acquired, the difference is recognised directly in consolidated statement of income as a bargain purchase:

- Consideration transferred,
- Amount of any non-controlling interest in the acquired entity, and
- Acquisition-date fair value of any previous equity interest in the acquired entity.

Where settlement of any part of cash consideration is deferred, the amounts payable in the future are discounted to their present value as at the date of exchange. The discount rate used is the Group's incremental borrowing rate, being the rate at which a similar borrowing could be obtained from an independent financier under comparable terms and conditions.

Contingent consideration is classified either as equity or a financial liability. Amounts classified as a financial liability are subsequently remeasured to fair value with changes in fair value recognised in consolidated statement of income. If the business combination is achieved in stages, the acquisition date carrying value of the acquirer's previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value at the acquisition date. Any gains or losses arising from such remeasurement are recognised in the consolidated statement of income.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.3 Foreign currency translation

(a) Functional and presentation currency

Items included in the consolidated financial statements of each of the Group's entities are measured using the currency of the primary economic environment in which the entity operates (its functional currency i.e. US Dollars). The consolidated financial statements are presented in 'Kuwaiti Dinars' (KD), which is the Group's presentation currency.

(b) Transactions and balances

Foreign currency transactions are translated into the functional currency using the exchange rates prevailing at the dates of the transactions. Foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation at year-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognised in the consolidated statement of income.

Non-monetary items that are measured at fair value in a foreign currency are translated using the exchange rates at the date when the fair value was determined. Translation differences on assets and liabilities carried at fair value are reported as part of the fair value gain or loss.

(c) Group's companies

The results and financial position of foreign operations (none of which has the currency of a hyperinflationary economy) that have a functional currency different from the presentation currency are translated into the presentation currency as follows:

- Assets and liabilities for each consolidated statement of financial position presented are translated at the closing rate at the date of that balance sheet;
- Income and expenses for each consolidated statement of income and consolidated statement of comprehensive income are translated using exchange rates at the dates of the transactions, or, if not practical, monthly average exchange rates have been used; and
- All resulting exchange differences are recognised in other comprehensive income.

When a foreign operation is sold, the associated exchange differences are reclassified to the consolidated statement of income, as part of the gain or loss on sale.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.4 Oil and natural gas properties and other property, plant and equipment

Development costs
Expenditure is transferred from "Exploration and evaluation assets" to "Development costs" which is a sub-category of "Oil and gas properties" under property, plant and equipment, once the work completed to date supports the future development of the asset and such development receives appropriate approvals. After transfer of the exploration and evaluation assets, all expenditure (subsequent to transfer) on the construction, installation or completion of infrastructure facilities such as platforms, seismic geological and geophysical studies, finance charges, mineral interests in properties, pipelines and the drilling of development wells, including unsuccessful development or delineation wells, is capitalised within development costs.

Development expenditure is net of proceeds from the sale of oil or gas produced during the development phase to the extent is considered integral to the development of the asset. Any costs incurred in testing the assets to determine whether they are functioning as intended, are capitalised, net of any proceeds received from selling any product produced while testing. Where these proceeds exceed the cost of testing, any excess is recognised in the consolidated statement of income.

When a development project moves into the production stage, all assets included in development costs are then transferred to "producing properties" which is also a subcategory of "oil and gas properties". The capitalisation of certain construction / development costs ceases, and costs are either regarded as part of the cost of inventory or expensed, except for costs which qualify for capitalisation related to oil and gas properties asset additions, improvements and new developments.

Producing assets and other property, plant and equipment
Initial recognition
Oil and natural gas properties and other property, plant and equipment are stated at cost, less accumulated depreciation and accumulated impairment losses.

The initial cost of an asset comprises its purchase price or construction cost, any costs directly attributable to bringing the asset into operation, the initial estimate of the decommissioning obligation, and for qualifying assets (where applicable), borrowing costs. The purchase price or construction cost is the aggregate amount paid and the fair value of any other consideration given to acquire the asset. The capitalised value of a finance lease is also included within property, plant and equipment.

Decommissioning costs
The decommissioning provision is calculated based on the net present value of the Group's share of the estimated future cost of decommissioning and site restoration required for facilities in place. This is calculated using the latest estimates provided by the Group's technical staff, which is based upon estimates provided by the field operators. An associated decommissioning asset is recognised, which is amortised for each field on a unit-of-production basis in accordance with the Group's policy for depreciation, depletion and amortisation of oil and gas properties.

Any reduction in the decommissioning liability and, therefore, any deduction from the asset to which it relates, may not exceed the carrying amount of that asset. If it does, any excess over the carrying value is taken immediately to the consolidated statement of income. If the change in estimate results in an increase in the decommissioning liability and, therefore, an addition to the carrying value of the asset, the Group considers whether this is an indication of impairment of the asset as a whole, and if so, tests for impairment in accordance with IAS 36. If, for mature fields, the revised oil and gas assets, net of decommissioning provisions exceed the recoverable value, that portion of the increase is charged directly to consolidated statement of income.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.4 Oil and natural gas properties and other property, plant and equipment (Continued)

Producing assets and other property, plant and equipment (Continued)

Depreciation, depletion and amortisation
Oil and gas properties are depreciated, depleted and amortised on a unit-of-production basis over the commercial proven and probable reserves ("2P reserves") of the field concerned except in the case of assets whose useful life is shorter than the lifetime of the field, in which case, the straight-line method is applied. Rights and concessions are depleted on the unit-of-production basis over the total proved developed and undeveloped reserves of the relevant area. The unit-of-production rate calculation for the depreciation, depletion and amortisation of field development costs takes into account expenditures incurred to date, together with sanctioned future development expenditure. Oil and gas reserves are calculated using the latest estimates provided by the Group's executive reserve committee, which are based on estimates provided by the field operator, modified for availability of new technical information as applicable.

Other property, plant and equipment are generally depreciated on a straight-line basis over their estimated useful lives which is generally 5 years, except for building which is 25 years.

An item of oil and gas properties and other property, plant and equipment initially recognised is derecognised upon disposal or when no future economic benefits are expected from its use or disposal. Any gain or loss arising on derecognition of the asset (calculated as the difference between the net disposal proceeds and the carrying amount of the asset) is included in consolidated statement of income when the asset is derecognised. The asset's residual values, useful lives and methods of depreciation, depletion and amortisation are reviewed at each reporting period and adjusted prospectively if appropriate.

Farm-in / out — outside the exploration and evaluation phase
In accounting for a farm-out arrangement outside the exploration and evaluation phase, the Group:
- Derecognises the proportion of the asset that it has sold to the farmee;
- Recognises the consideration received or receivable from the farmee, which represents the cash received and/or the farmee's obligation to fund the capital expenditure in relation to the interest retained by the farmor;
- Recognises a gain or loss on the transaction for the difference between the net disposal proceeds and the carrying amount of the asset disposed of. A gain is recognised only when the value of the consideration can be determined reliably. If not, then the Group accounts for the consideration received as a reduction in the carrying amount of the underlying assets;
- Tests the retained interests for impairment if the terms of the arrangement indicate that the retained interest may be impaired.

The consideration receivable on disposal of an item of property, plant and equipment or an intangible asset is recognised initially at its fair value by the Group. However, if payment for the item is deferred, the consideration received is recognised initially at the cash price equivalent. The difference between the nominal amount of the consideration and the cash price equivalent is recognised as interest revenue. Any part of the consideration that is receivable in the form of cash is treated as a financial asset and is accounted for at amortised cost.

Major maintenance, inspection and repairs
Expenditure on major maintenance refits, inspections or repairs comprises the cost of replacement assets or parts of assets, inspection costs and overhaul costs. Where an asset or part of an asset, that was separately depreciated and is now written off, is replaced and it is probable that future economic benefits associated with the item will flow to the Group, the expenditure is capitalised.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.4 Oil and natural gas properties and other property, plant and equipment (Continued)

Producing assets and other property, plant and equipment (Continued)

Major maintenance, inspection and repairs (Continued)
Where part of the asset replaced was not separately considered as a component and therefore not depreciated separately, the replacement value is used to estimate the carrying amount of the replaced assets which is immediately written off. Inspection costs associated with major maintenance programs are capitalised and amortised over the period to the next inspection. All other day-to-day repairs and maintenance costs are expensed as incurred.

Impairment of oil and gas properties and other property, plant and equipment
The Group assesses at each reporting date whether there is an indication that an asset or a cash generating unit ("CGU") may be impaired. The Group classifies individual fields either in production or under development as CGUs including both oil and gas properties and exploration and evaluation assets. If any indication exists, or when annual impairment testing for an asset is required, the Group estimates the asset's or CGU's recoverable amount. Recoverable amount is the higher of an asset's or CGU's fair value less costs to sell and value in use and is determined for an individual asset, unless the asset does not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets, in which case, the asset is tested as part of a larger CGU to which it belongs.

Where the carrying amount of a CGU exceeds its recoverable amount, the CGU is considered impaired and is written down to its recoverable amount. In calculating value in use, the estimated future cash flows are discounted to their present value using a discount rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the CGU. In determining fair value less costs to sell, recent market transactions are taken into account, if available. If no such transactions can be identified, an appropriate valuation model is used.

The Group bases its impairment calculation on detailed budgets and forecasts, which are prepared separately for each of the Group's CGUs to which the individual assets are allocated. The recoverability of the amounts at which CGUs either in production or under development and recorded in the accounts is assessed on a CGU-by-CGU basis against the likely discounted future net revenues to be derived from the estimated remaining 2P reserves. Future net revenues are computed using prices and costs according to management's forecast at the year end. A provision is made where the comparison indicates impairment in the carrying value of the interests. Value in use does not reflect future cash flows associated with improving or enhancing an asset's performance, whereas anticipated enhancements to assets are included in fair value less costs to sell calculations. Impairment losses of continuing operations, including impairment of inventories, are recognised in the consolidated statement of income in those expense categories consistent with the function of the impaired asset.

For CGUs excluding goodwill, an assessment is made at each reporting date as to whether there is any indication that previously recognised impairment losses may no longer exist or may have decreased. If such indication exists, the Group estimates the asset's or CGU's recoverable amount. A previously recognised impairment loss is reversed only if there has been a change in the assumptions used to determine the CGU's recoverable amount since the last impairment loss was recognised. The reversal is limited so that the carrying amount of the CGU does not exceed its recoverable amount, nor exceed the carrying amount that would have been determined, net of depreciation, had no impairment loss been recognised for the CGU in prior years. Such a reversal is recognised in the consolidated statement of income unless the asset is carried at a revalued amount, in which case, the reversal is treated as a revaluation increase and is recognised through consolidated statement of income.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.5 Oil and natural gas exploration and evaluation expenditure

Oil and natural gas exploration, evaluation and development expenditure is accounted for using successful efforts method of accounting.

Pre-license costs
Pre-license costs are expensed in the period in which they are incurred.

License and property acquisition costs
License costs paid in connection with a right to explore in an existing exploration area are capitalised and amortised over the term of the permit.

Exploration license and leasehold property acquisition costs are capitalised in intangible assets and are reviewed at each reporting date to confirm whether there is an indication that the carrying amount exceeds the recoverable amount. This review includes confirming that exploration drilling is still under way or firmly planned, or that it has been determined, or work is under way to determine, that the discovery is economically viable based on a range of technical and commercial considerations and sufficient progress is being made on establishing development plans and timing.

If no future activity is planned or the license has been relinquished or has expired, the carrying value of the license and property acquisition costs is expensed in the consolidated statement of income. Upon recognition of proved reserves and internal approval for development, the relevant expenditure is transferred to oil and gas properties.

Exploration and evaluation costs
Exploration and evaluation activity involves the search for mineral resources, the determination of technical feasibility and assessment of commercial viability of an identified resource. Once the legal right to explore has been acquired, costs directly associated with an exploration well are capitalised as exploration and evaluation intangible assets until the drilling of the well is complete and the results have been evaluated. These costs only include drilling costs.

If no potential commercial hydrocarbons are discovered, the exploration asset is written off as a dry hole. If extractable hydrocarbons are found and, subject to further appraisal activity (e.g., the drilling of additional wells), are likely to be capable of being commercially developed, the costs continue to be carried as an intangible asset while sufficient/continued progress is made in assessing the commerciality of the hydrocarbons. Costs directly associated with appraisal activity undertaken to determine the size, characteristics and commercial potential of a reservoir following the initial discovery of hydrocarbons, including the costs of appraisal wells where hydrocarbons were not found, are initially capitalised as an exploration and evaluation intangible asset. All such capitalised costs are subject to technical, commercial and management review as well as review for indicators of impairment at least once a year. This is to confirm the continued intent to develop or otherwise extract value from the discovery. When this is no longer the case, the costs are expensed in the consolidated statement of income.

When proved reserves of oil and natural gas are identified and development is sanctioned by the management, the relevant capitalised expenditure is first assessed for impairment and (if required) any impairment loss is recognised, and the remaining balance is transferred to oil and gas properties. No amortisation is charged during the exploration and evaluation phase.

Other costs related to exploration and evaluation activities such as geological and geophysical costs, the Parent Company general and administrative overheads, bank guarantee fees, insurance costs and evaluation of new business ventures are directly expensed through the consolidated statement of income.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.6 Non-Current Assets held for sale and Discontinued Operations

The Group classified non-current assets and disposal groups as held for sale if their carrying amounts will be recovered principally through a sale transaction rather than through continuing use. Non-current assets and disposal groups classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less cost of disposal. Cost of disposal is the incremental cost directly attributable to the disposal of an asset (disposal group), excluding finance costs and income tax expense.

The criteria for held for sale classification is regarded as met only when the sale is highly probable and the asset or disposal group is available for immediate sale in its present condition. Actions required to complete the sale should indicate that it is unlikely that significant changes to the sale will be made or that the decision to sale will be withdrawn. Management must be committed to the plan to sell the asset and the sale expected to be completed within one year from the date of the classification.

Property, plant and equipment and intangible assets are not depreciated or amortised once classified as held for sale.

Assets and liabilities classified as held for sale are presented separately as current items in the consolidated statement of financial position.

A discontinued operation is a component of an entity that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and

a) represents a separate major line of business or geographical area of operations,
b) is part of a single co-ordinated plan to dispose of a separate major line of business or geographical area of operations or
c) is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale

Discontinued operations are excluded from the results of continuing operations and are presented as a single amount as profit or loss after tax from discontinued operations in the statement of income.

All other notes to the consolidated financial statements include amounts for continuing operations, unless indicated otherwise (Note 21).

3.7 Financial assets

i. Classification of financial assets

The Group classified its financial assets as those measured at amortised cost.

The classification depends on the business model for managing the financial assets and the contractual terms of the cash flows.

ii. Recognition and derecognition

Regular way purchases and sales of financial assets are recognised on trade-date, the date on which the Group commits to purchase or sell the asset. Financial assets are derecognised when the rights to receive cash flows from the financial assets have expired or have been transferred and the Group has transferred substantially all the risks and rewards of ownership.

iii. Measurement

At initial recognition, the Group measures a financial asset at its fair value plus, in the case of a financial asset not at fair value through profit or loss (FVPL), transaction costs that are directly attributable to the acquisition of the financial asset.

Subsequent measurement of debt instruments depends on the Group's business model for managing the asset and the cash flow characteristics of the asset.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.7 Financial assets (Continued)

iii. Measurement (Continued)

Assets carried at amortised cost
Assets that are held for collection of contractual cash flows where those cash flows represent solely payments of principal and interest are measured at amortised cost. Interest income from these financial assets is included in finance income using the effective interest rate method. Any gain or loss arising on derecognition is recognised directly in the consolidated statement of income and presented in other gains / (losses) together with foreign exchange gains and losses. Impairment losses are presented as a separate line item in the consolidated statement of income. Financial assets at amortised cost comprise of "trade and other receivables", "term deposits" and "cash and cash equivalents".

iv. Impairment

The Group assesses on a forward-looking basis the expected credit losses associated with its debt instruments carried at amortised cost. The impairment methodology applied depends on whether there has been a significant increase in credit risk.

The Group applies the simplified approach permitted by IFRS 9, which requires expected lifetime losses to be recognised from initial recognition of the receivables (Note 4).

3.8 Trade and other receivables

Trade and other receivables are recognised initially at fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method, less provision for impairment.

Trade and other receivables are amounts due from customers for goods sold or services performed in the ordinary course of business. Trade and other receivables are recognised initially at the amount of consideration that is unconditional unless they contain significant financing components, when they are recognised at fair value. The Group holds the trade receivables with the objective to collect the contractual cash flows and therefore measures them subsequently at amortised cost using the effective interest method.

3.9 Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents include cash on hand and at banks and short-term deposits with original maturities up to three months or less from the placement date which are subject to an insignificant risk of changes in value. Cash and short-term deposits exclude restricted cash, which is not available for use by the Group and therefore is not considered highly liquid (i.e. cash set aside to cover decommissioning obligations).

For the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents consist of cash on hand and at banks and short-term deposits, as defined above, net of outstanding bank overdrafts, as they are considered an integral part of the Group's cash management.

3.10 Inventories

Crude oil, condensate and gas
Crude oil, condensate and gas are valued at net realisable value. Any changes arising on the revaluation of inventories are recognised in the consolidated statement of income.

The net realisable value of crude oil, condensate and gas are based on the estimated selling price in the ordinary course of business, less the estimated costs of completion and the estimated costs necessary to make the sale.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.10 Inventories (Continued)

Other inventories
Other inventories comprising mainly of spare parts, materials and supplies are valued at cost, determined principally on a weighted average cost basis, less allowance for any obsolete or slow moving items. Cost represents the purchase price, import duties, transportation, handling and other direct costs.

3.11 Impairment of non-financial assets

Other assets are tested for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount may not be recoverable. An impairment loss is recognised in the consolidated statement of income for the amount by which the asset's carrying amount exceeds its recoverable amount. The recoverable amount is the higher of an asset's fair value less costs to sell and value in use. For the purposes of assessing impairment, assets are grouped at the lowest levels for which there are separately identifiable cash flows (cash-generating units). Non-financial assets other than goodwill that suffered an impairment are reviewed for possible reversal of the impairment at each reporting date.

3.12 Financial liabilities

A financial liability is any liability that is a contractual obligation to deliver cash or another financial asset to another entity or to exchange financial assets or financial liabilities with another entity under conditions that are potentially unfavourable to the Group.

All financial liabilities are initially recognised at fair value less directly attributable transaction costs. After initial recognition the financial liabilities are subsequently measured at amortised cost using the effective interest method. The Group classifies its financial liabilities as "Due to Ultimate Parent Company" and "affiliates" and "trade and other payables". A financial liability is derecognised when the obligation under the liability is discharged or cancelled or expires. The carrying value of financial liabilities approximates their fair value.

3.13 Offsetting financial instruments

Financial assets and liabilities are offset and the net amount reported in the consolidated statement of financial position when there is a legally enforceable right to offset the recognised amounts and there is an intention to settle on a net basis or realise the asset and settle the liability simultaneously, The legally enforceable right must not be contingent on future events and must be enforceable in the normal course of business and in the event of default, insolvency or bankruptcy of the Group or the counterparty.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.14 Employees' end of service benefits

The Group provides end of service benefits to all its employees under Kuwaiti Labour Law, the Kuwait Social Security Law and the Group's terms of employment. The entitlement to these benefits is based upon the employees' final salary and length of service, subject to the completion of a minimum service period. The expected cost of these benefits are accrued over the period of employment.

With respect to its national employees, the Group also makes contributions to the Public Authority for Social Security calculated as a percentage of the employees' salaries.

3.15 Borrowings

Borrowings represent term loans that are recognised initially at fair value, net of transaction costs incurred. Borrowings are subsequently carried at amortised cost; any difference between the proceeds (net of transaction costs) and the redemption value is recognised in the consolidated statement of income over the period of the borrowings using the effective interest method.

Fees paid on the establishment of loan facilities are recognised as transaction costs of the loan to the extent that it is probable that some or all of the facility will be drawn down. In this case, the fee is deferred until the draw-down occurs. To the extent there is no evidence that it is probable that some or all of the facility will be drawn down, the fee is capitalised as a pre-payment for liquidity services and amortised over the period of the facility to which it relates.

Interest on borrowings to finance the acquisition of producing oil and gas properties is charged to the consolidated statement of income as incurred.

3.16 Trade and other payables

These amounts represent liabilities for goods and services provided to the Group prior to the end of financial year which are unpaid. The amounts are unsecured and are usually paid within 30 days of recognition. Trade and other payables are presented as current liabilities unless payment is not due within 12 months after the reporting period. They are recognised initially at their fair value and subsequently measured at amortised cost using the effective interest method.

3.17 Provisions

A provision is reported when the Group has a legal or constructive obligation as a consequence of an event and when it is more likely than not that an outflow of resources is required to settle the obligation and a reliable estimate can be made of the amount.

Provisions are measured at the present value of the expenditures expected to be required to settle the obligation using a discount rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the obligation. The increase in the provision due to passage of time is recognised as finance costs.

On fields where the Group is required to contribute to site restoration costs, a provision is recorded to recognise the future commitment. An asset is created, as part of the oil and gas properties, to represent the discounted value of the anticipated site restoration liability and depleted over the life of the field on a unit of production basis. The corresponding accounting entry to the creation of the asset recognises the discounted value in which they occur.

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.18 Contingencies

Contingent liabilities are not recognised in the consolidated statement of financial position but are disclosed unless the possibility of an outflow of resources embodying economic benefit is remote.

Contingent assets are not recognised in the consolidated statement of financial position but are disclosed when an inflow of economic benefits is probable.

3.19 Revenue recognition

Revenues are recognised when a performance obligation has been satisfied by transferring a promised goods or service to a customer. The transfer criteria is fulfilled when the customer obtains control. They are measured at the transaction price that is allocated to the respective performance obligation.

Revenue from the production of hydrocarbons, in which Group has an interest with other producers, is recognised based on Group's working interest/entitlement and terms of the relevant Production Sharing Contracts.

Group revenues primarily consist of oil and natural gas products. Oil and gas products revenues are recognised at the time of delivery to the contractual delivery point. This is generally the case, if oil passes the vessel's rail or, in case of oil and gas supply via pipeline, when passing agreed delivery points and the customer accepts the product.

The following criteria are also applicable to other specific revenue transactions:

Take or pay contracts
Under these contracts, the Group makes a long-term supply commitment in return for a commitment from the buyer to pay for minimum quantities, whether or not the customer takes delivery. These commitments contain protective (force majeure) and adjustment provisions. If a buyer has a right to get a "make up" delivery at a later date, revenue recognition is deferred and only recognised when the product is delivered, or the make-up product can no longer be taken. If no such option exists within the contractual terms, revenue is recognised when the take or pay penalty is triggered.

Tariff income
Revenue from pipeline tariff is recognised at the time when hydrocarbons are transported through the pipeline/facility.

Interest income
Interest income is recognised as the interest accrues using effective interest method.

3.20 Under / over lifts

For the under/over lifts transactions, the Group follows a commonly used method in the oil and gas industry namely "Adjusting revenue approach" under "Entitlement method". Under adjustment revenue approach, the excess of product sold during the period over the participant's ownership share of production from the property is recognised by the over-lifting party as a liability at the reporting date spot price or prevailing contract price and corresponding effect is disclosed as "Under / overlift". Conversely, the underlift party would recognise an underlift asset (receivable) at the reporting date spot price or prevailing contract price and report corresponding effect as "Under / overlift".

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.21 Taxes

The income tax expense or credit for the period is the tax payable on the current period's taxable income based on the applicable income tax rate for each jurisdiction adjusted by changes in deferred tax assets and liabilities attributable to temporary differences and to unused tax losses.

The current income tax charge is calculated on the basis of the tax laws enacted or substantively enacted at the end of the reporting period in the countries where the Group generate taxable income. Management periodically evaluates positions taken in tax returns with respect to situations in which applicable tax regulation is subject to interpretation. It establishes provisions where appropriate on the basis of amounts expected to be paid to the tax authorities.

Deferred income tax is provided in full, using the liability method, on temporary differences arising between the tax bases of assets and liabilities and their carrying amounts in the consolidated financial statements. However, deferred tax liabilities are not recognised if they arise from the initial recognition of goodwill. Deferred income tax is also not accounted for if it arises from initial recognition of an asset or liability in a transaction other than a business combination that at the time of the transaction affects neither accounting nor taxable profit or loss. Deferred income tax is determined using tax rates (and laws) that have been enacted or substantially enacted by the end of the reporting period and are expected to apply when the related deferred income tax asset is realised or the deferred income tax liability is settled.

Deferred tax assets are recognised only if it is probable that future taxable amounts will be available to utilise those temporary differences and losses. Deferred tax liabilities and assets are not recognised for temporary differences between the carrying amount and tax bases of investments in foreign operations where the Group is able to control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets and liabilities are offset when there is a legally enforceable right to offset current tax assets and liabilities and when the deferred tax balances relate to the same taxation authority. Current tax assets and tax liabilities are offset where the entity has a legally enforceable right to offset and intends either to settle on a net basis, or to realise the asset and settle the liability simultaneously.

Current and deferred tax is recognised in the consolidated statement of income, except to the extent that it relates to items recognised in other comprehensive income or directly in equity. In this case, the tax is also recognised in the consolidated statement of comprehensive income or directly in equity, respectively.

The Group has applied the mandatory exception to the recognition and disclosure of information about deferred tax assets and liabilities related to Pillar Two income taxes (i.e. income taxes arising from the jurisdictional implementation of OECD's Pillar Two Model Rules).

3. MATERIAL ACCOUNTING POLICIES INFORMATION (CONTINUED)

3.22 Leases

The Group leases land, buildings and vessels. Rental contracts are typically made for a specific period and sometimes include extension options. Lease terms are negotiated on an individual basis and contain a wide range of different terms and conditions. The lease agreements do not impose any covenants, and leased assets may not be used as security for borrowing purposes.

Leases are recognised as a right-of-use asset and a corresponding liability at the date at which the leased asset is available for use by the Group. Each lease payment is allocated between the liability and finance cost. The finance cost is charged to the consolidated statement of income over the lease period so as to produce a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability for each period.

The right-of-use asset is depreciated over the shorter of the asset's useful life and the lease term on a straight-line basis.

Assets and liabilities arising from leases are initially measured on a present value basis. Lease liabilities include the net present value of the following lease payments:

- fixed payments (including in-substance fixed payments), less any lease incentives receivable;
- variable lease payment that are based on an index or a rate;
- amounts expected to be payable by the lessee under residual value guarantees;
- the exercise price of a purchase option if the lessee is reasonably certain to exercise that option; and
- payments of penalties for terminating the lease, if the lease term reflects the lessee exercising that option.

Lease payments to be made under reasonably certain extension options are also included in the measurement of the liabilities.

The lease payments are discounted using the lessee's incremental borrowing rate, being the rate that the lessee would have to pay to borrow the funds necessary to obtain an asset of similar value in a similar economic environment with similar terms and conditions.

To determine the incremental borrowing rate, the Group:
- uses a build-up approach that starts with a risk-free rate (e.g. interest yield curve); plus,
- a financing spread adjustment (lessee credit spread).

Reflecting an estimated overall borrowing rate the lessee would have to pay on their own, even if all funding is achieved through a Group debt structure.

Lease payments are allocated between principal and finance cost. The finance cost is charged to the consolidated statement of income over the lease period so as to produce a constant periodic rate of interest on the remaining balance of the liability for each period.

Right-of-use assets are measured at cost comprising the following:
- the amount of the initial measurement of lease liability;
- any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received;
- any initial direct costs; and
- restoration costs.

Right-of-use assets are generally amortised over the shorter of the asset's useful life and the lease term on a straight-line basis.

Payments associated with short-term leases and leases of low-value assets are recognised on a straight-line basis as an expense in the consolidated statement of income. Short-term leases are leases with a lease term of 12 months or less.

4. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENTS, ESTIMATION, UNCERTAINTY AND ASSUMPTIONS

In the application of the Group's accounting policies, the management is required to make judgements, estimates and assumptions about the carrying amounts of assets and liabilities that are not readily apparent from other sources. The estimates and associated assumptions are based on historical experience and other factors that are considered to be relevant. Actual results may differ from these estimates.

The estimates and underlying assumptions are reviewed on an ongoing basis. Revisions to accounting estimates are recognised in the period in which the estimate is revised if the revision affects only that period, or in the period of the revision and future periods if the revision affects both current and future periods.

Significant accounting judgements
In the process of applying the Group's accounting policies, management has made the following judgements, which have the most significant effect on the amounts recognised in the consolidated financial statements:

Control assessment
When determining control, management considers whether the Group has the practical ability to direct the relevant activities of an investee on its own to generate returns for itself. The assessment of relevant activities and ability to use its power to affect variable return requires considerable judgement.

Joint arrangements
Judgement is required to determine when the Group has joint control over an arrangement, which requires an assessment of the relevant activities and when the decisions in relation to those activities require unanimous consent. The Group has determined that the relevant activities for its joint arrangements are those relating to the operating and capital decisions of the arrangement, including the approval of the annual capital and operating expenditure work program and budget for the joint arrangement, and the approval of chosen service providers for any major capital expenditure as required by the joint operating agreements applicable to the entity's joint arrangements. The considerations made in determining joint control are similar to those necessary to determine control over subsidiaries.

Judgement is also required to classify a joint arrangement. Classifying the arrangement requires the Group to assess their rights and obligations arising from the arrangement. Specifically, the Group considers:

- The structure of the joint arrangement – whether it is structured through a separate vehicle;
- When the arrangement is structured through a separate vehicle, the Group also considers the rights and obligations arising from:
- The legal form of the separate vehicle;
- The terms of the contractual arrangement; and
- Other facts and circumstances, considered on a case-by-case basis.

This assessment often requires significant judgement. A different conclusion about both joint control and whether the arrangement is a joint operation or a joint venture, may materially impact the accounting.

4. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENTS, ESTIMATION, UNCERTAINTY AND ASSUMPTIONS (CONTINUED)

Estimation, uncertainty and assumptions
The key assumptions concerning the future and key sources of estimation uncertainty at the reporting date, that have a significant risk of causing a material adjustment to the carrying amount of the assets and liabilities within the next financial year are discussed below. The Group based its assumptions and estimates on parameters available when the consolidated financial statements were prepared. Existing circumstances and assumptions about future developments, however, may change due to market changes or circumstances arising that are beyond the control of the Group. Such changes are reflected in the assumptions when they occur.

Reserve and resource estimates
Reserves are estimates of the amount of hydrocarbons that can be economically and legally extracted from the Group's oil and gas properties. The Group estimates its commercial reserves and resources based on information compiled by the Group's executive reserve committee which are based on estimates provided by the field operator, geological and technical data on the size, depth, shape and grade of the hydrocarbon body and suitable production techniques and recovery rates. Oil and gas production properties are depreciated on a Unit of Production ("UOP") basis at a rate calculated by reference to total 2P reserves.

Commercial reserves are determined using estimates of oil in place, recovery factors and future oil prices, the latter having an impact on the total amount of recoverable reserves and the proportion of the gross reserves which are attributable to the host government under the terms of the Production-Sharing Agreements. Future development costs are estimated using assumptions as to the number of wells required to produce the commercial reserves, the cost of such wells and associated production facilities, and other capital costs.

The Group estimates and reports hydrocarbon reserves in line with the principles contained in the Society of Petroleum Engineers ("SPE") Petroleum Resources Management Reporting System ("PRMS") framework.

As the economic assumptions used may change and as additional geological information is produced during the operation of a field, estimates of recoverable reserves may change. Such changes may impact the Group's reported financial position and results which include:

- The carrying value of exploration and evaluation assets, oil and gas properties, property, other fixed assets and goodwill may be affected due to changes in estimated future cash flows;
- Depreciation, depletion and amortisation charges in consolidated statement of income may change where such charges are determined using the units UOP method, or where the useful life of the related assets change;
- Provisions for decommissioning may change – where changes to the reserve estimates affect expectations about when such activities will occur and the associated cost of these activities; and
- The recognition and carrying value of deferred income tax assets may change due to changes in the judgements regarding the existence of such assets and in estimates of the likely recovery of such assets.

4. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENTS, ESTIMATION, UNCERTAINTY AND ASSUMPTIONS (CONTINUED)

Estimation, uncertainty and assumptions (Continued)

Units of production depreciation of oil and gas properties
Oil and gas properties are depreciated using the UOP method over 2P reserves. This results in a depreciation, depletion and amortisation charge proportional to the depletion of the anticipated remaining production from the field.

Each items' life, which is assessed annually, has regard to both its physical life limitations and to present assessments of economically recoverable reserves of the field at which the asset is located. These calculations require the use of estimates and assumptions, including the amount of recoverable reserves and estimates of future capital expenditure. The calculation of the UOP rate of depreciation could be impacted to the extent that actual production in the future is different from current forecast production based on total 2P reserves, or future capital expenditure estimate changes. Changes to reserves could arise due to changes in the factors or assumptions used in estimating reserves, including:

- The effect on proved reserves of differences between actual commodity prices and commodity price assumptions, or
- Unforeseen operational issues.
- Changes are accounted for prospectively.

Recoverability of oil and gas properties
The Group assesses each asset or cash generating unit (CGU) (excluding goodwill, which is assessed annually regardless of indicators) every reporting period to determine whether any indication of impairment exists. Where an indicator of impairment exists, a formal estimate of the recoverable amount is made, which is considered to be the higher of the fair value less costs to sell and value in use. These assessments require the use of estimates and assumptions such as long-term oil prices (considering current and historical prices, price trends and related factors), discount rates, operating costs, future capital requirements, decommissioning costs, exploration potential, reserves estimates and operating performance (which includes production and sales volumes). These estimates and assumptions are subject to risk and uncertainty. Therefore, there is a possibility that changes in circumstances will impact these projections, which may impact the recoverable amount of assets and / or CGUs.

Fair value is determined as the amount that would be obtained from the sale of the asset in an arm's length transaction between knowledgeable and willing parties. Fair value for oil and gas assets is generally determined as the present value of estimated future cash flows arising from the continued use of the assets, which includes estimates such as the cost of future expansion plans and eventual disposal, using assumptions that an independent market participant may take into account. Cash flows are discounted to their present value using a discount rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the asset. Management has assessed its CGUs as being an individual field, which is the lowest level for which cash inflows are largely independent of those of other assets.

4. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENTS, ESTIMATION, UNCERTAINTY AND ASSUMPTIONS (CONTINUED)

Estimation, uncertainty and assumptions (Continued)

Decommissioning costs
Decommissioning costs will be incurred by the Group at the end of the operating life of some of the Group's facilities and properties. The Group assesses its decommissioning provision at each reporting date. The ultimate decommissioning costs are uncertain, and cost estimates can vary in response to many factors, including changes to relevant legal requirements, estimates of the extent and costs of decommissioning activities, the emergence of new restoration techniques or experience at other production sites.

The expected timing, extent and amount of expenditure can also change, for example in response to changes in reserves or changes in laws and regulations or their interpretation. Therefore, significant estimates and assumptions are made in determining the provision for decommissioning. As a result, there could be significant adjustments to the provisions established which would affect future financial results.

The provision at reporting date represents management's best estimate of the present value of the future decommissioning costs require.

Income taxes
The Group is subject to income tax in several jurisdictions and significant judgement is required in determining the provision for income taxes. During the ordinary course of business, there are transactions and calculations for which the ultimate tax determination is uncertain. As a result, the Group recognises tax liabilities based on estimates of whether additional taxes and interest will be due.

These tax liabilities are recognised when, despite the Group's belief that its tax return positions are supportable, the Group believes it is more likely than not that a taxation authority would not accept its filing position. In these cases, the Group records its tax balances based on either the most likely amount or the expected value, which weights multiple potential scenarios. The company believes that its accruals for tax liabilities are adequate for all open audit years based on its assessment of many factors including past experience and interpretations of tax law.

No material uncertain tax positions exist as at 31 December 2025. This assessment relies on estimates and assumptions and may involve a series of complex judgments about future events. To the extent that the final tax outcome of these matters is different than the amounts recorded, such differences will impact income tax expense in the period in which such determination is made.

Recovery of deferred tax assets
Judgement is required to determine which types of arrangements are considered to be a tax on income in contrast to an operating cost. Judgement is also required in determining whether deferred income tax assets are recognised in the consolidated statement of financial position. Deferred income tax assets, including those arising from unutilised tax losses, require management to assess the likelihood that the Group will generate sufficient taxable earnings in future periods, in order to utilise recognised deferred income tax assets. Assumptions about the generation of future taxable profits depend on management's estimates of future cash flows. These estimates of future taxable income are based on forecast cash flows from operations (which are impacted by production and sales volumes, oil and natural gas prices, reserves, operating costs, decommissioning costs, capital expenditure, dividends and other capital management transactions) and judgement about the application of existing tax laws in each jurisdiction.

4. SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGEMENTS, ESTIMATION, UNCERTAINTY AND ASSUMPTIONS (CONTINUED)

Estimation, uncertainty and assumptions (Continued)

Recovery of deferred tax assets (Continued)

To the extent that future cash flows and taxable income differ significantly from estimates, the ability of the Group to realise the net deferred income tax assets recorded at the reporting date could be impacted.

In addition, future changes in tax laws in the jurisdictions in which the Group operates could limit the ability of the Group to obtain tax deductions in future periods.

Impairment of trade receivables
The Group estimates Expected Credit Loss (ECL) for trade receivables. Significant judgements are required in applying the accounting requirements for measuring ECL, such as:

- Determining criteria for significant increase in credit risk
- Choosing appropriate models and assumptions for measurement of ECL
- Establishing the number and relative weightings of forward-looking scenarios for each type of product/market and the associated ECL; and
- Establishing a group of similar financial assets for the purpose of measuring ECL.

5. REVENUE FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS

The Group recognises revenue from sale of oil, gas and LNG at a point in time.

	2025	2024
	KD	KD
Oil sales	170,165	156,040
Gas sales	67,540	70,982
LNG sales	216,941	221,992
	454,646	449,014

6. COST OF OPERATIONS

	2025	2024
	KD	KD
Operating costs	102,405	100,271
Depletion of oil and gas properties (Note 12)	199,772	171,464
Amortisation of right of use assets (Note 15)	120	120
Provision on slow moving inventory items- net	481	367
Over / (under) lift - net	4,162	(1,879)
Royalties	6,525	7,230
	313,465	277,573

7. NET (IMPAIRMENT LOSS) / REVERSAL OF IMPAIRMENT LOSS

	2025	2024
	KD	KD
Impairment loss		
Oil and gas properties	(1,245)	(7,628)
Reversal of impairment loss		
Oil and gas properties	100	1,834
Exploration and evaluation assets (Note 13)	-	46,793
Net (impairment loss) / reversal of impairment loss	(1,145)	40,999

In assessing whether an impairment is required, the carrying value of the asset or cash-generating unit (CGU) is compared with its recoverable amount. The recoverable amount is the higher of the asset's / CGU's fair value less costs to sell and value in use (VIU). Given the nature of the Group's activities, information on the fair value of an asset is usually difficult to obtain unless negotiations with potential purchasers are in place. Consequently, unless indicated otherwise, the recoverable amount used in assessing the impairment charges described below represents the value in use. The Group generally estimates value in use using discounted cash flow models.

The calculation of value in use for the oil exploration and production CGUs are most sensitive to the following assumptions:

- Discount rates, and
- Hydrocarbon prices.

Estimated production volumes are based on detailed data of the fields and take into account development plans for the fields agreed by management as part of the long-term planning process.

The future cash flows are discounted to their present value using discount rates ranging from 6.41% to 12.54% (31 December 2024: from 6.20% to 16.49%) depending on the specific risk characteristics of the respective CGU.

7. NET (IMPAIRMENT LOSS) / REVERSAL OF IMPAIRMENT LOSS

Sensitivity analysis
The following table demonstrates the sensitivity to a reasonable change in assumptions and its impact on profit for the year:

		2025	2024
	Change in %	Effect on profit	Effect on profit
	%	KD	KD
Discount rate	+1	(44,457)	(22)
Crude oil, LNG and gas prices	-10	(90,907)	(2,233)

Discount rates are based on an appropriate weighted average cost of capital (WACC), calculated using the Capital Asset Pricing Model and applying the VIU ("Value-in-Use") approach. For VIU purposes, Group has considered its own gearing levels and cost of debt, cross-checked to a market-based approach and to other entities with a portfolio of assets, of similar tenure. Appropriate adjustments have been made to determine the pre-tax discount rate. Risks specific to the assets or CGUs under review are reflected in the WACC only where they are not reflected in the cash flows. Segment-specific risk is incorporated by applying individual beta factors. The beta factors are evaluated annually based on publicly available market data.

Forecast oil and gas prices are based on management's estimates and available market data and consider forward curve pricing over the period for which there is a liquid market, thereafter reverting to a long-term oil price assumption that considers long-term views of global supply and demand in a changing environment, particularly with respect to climate risk, building on past experience of the industry and consistent with external sources. Crude oil prices have been revised to reflect the revised views of oil prices in the long term.

The calculation of the fair value less cost of disposal is sensitive to determine the costs of disposal. The cost of disposal is the incremental cost directly attributable to the disposal of an asset (disposal group), excluding finance costs and income tax expense.

8. GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES

	2025	2024
	KD	KD
Staff salaries and related costs	26,628	26,202
Office costs and utilities	250	236
Repairs and maintenance	176	150
Professional fees	7,482	5,632
Travel expenses	907	1,035
Training	1,074	994
Depreciation - other property, plant and equipment (Note 12)	649	722
Amortisation on right-of-use assets (Note 15)	364	364
Public relations	204	285
Others	5,151	4,615
	42,885	40,235
Less: costs re-allocated to projects	(32,143)	(30,055)
	10,742	10,180

9. NET OTHER EXPENSES

	2025	2024
	KD	KD
Other (income) / expenses	(356)	576
Foreign currency exchange losses	4,884	325
Gain on disposal of assets - net	(21)	(116)
	4,507	785

10. FINANCE COSTS

	2025	2024
	KD	KD
Unwinding of discount for decommissioning provision	8,331	9,708
Interest expense on lease liabilities (Note 15)	199	210
Finance costs on borrowings and others	167	169
	8,697	10,087

11. TAX EXPENSES

	2025	2024
	KD	KD
Foreign income tax		
Current:		
Charge for the year	64,702	56,156
(Reversal) / Charge for the year – PRRT	(1,789)	2,774
Deferred:		
(Reversal) / Charge for the year	(11,234)	7,982
Credit for the year – PRRT	(671)	(243)
	51,008	66,669

The rates of taxation applicable to profits arising in foreign operations vary between 23% to 52.5% (31 December 2024: 23% to 52.5%).

Income tax expense recognised in the consolidated statement of income in 2025 includes KD Nil related to Pillar Two income taxes.

The Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) / G20 Inclusive Framework on Base Erosion and Profit Shifting (BEPS) introduced the Global Anti-Base Erosion (GloBE) Model Rules under Pillar Two, applicable to Multinational Enterprises (MNEs) with annual revenue in excess of EUR 750 million per their consolidated financial statements. The Group is part of a wider MNE Group owned by Kuwait Petroleum Corporation ("KPC"). In the consolidated financial statements of the Group, only Pillar Two impact on the Group is reflected (if any). The Pillar Two model rules introduce new taxing mechanisms under which MNEs would pay a minimum level of tax (the Minimum Tax):

- The Qualified Domestic Minimum Top-up Tax (QDMTT)
- The Income Inclusion Rule (IIR)
- The Under Taxed Payments/Profits Rule (UTPR)

The new taxing mechanisms can impose a minimum tax on the income arising in each jurisdiction in which an MNE operates. The IIR, UTPR and QDMTT do so by imposing a top-up tax in a jurisdiction whenever the effective tax rate (ETR), determined on a jurisdictional basis under the Pillar Two rules, is below a 15% minimum rate.

11. TAX EXPENSES (CONTINUED)

On 23 May 2023, the International Accounting Standards Board issued International Tax Reform - Pillar Two Model Rules – Amendments to IAS 12 (the Amendments). The Amendments clarify that IAS 12 applies to income taxes arising from tax law enacted or substantively enacted to implement the Pillar Two model rules published by the OECD, including tax law that implements a QDMTT. The Group has adopted these amendments, which introduce:

- A mandatory temporary exception to the accounting for deferred taxes arising from the jurisdictional implementation of the Pillar Two model rules; and
- Disclosure requirements to help users of the consolidated financial statements better understand the exposure to Pillar Two income taxes arising from that legislation.

Pillar Two legislation has already been enacted or substantively enacted in several jurisdictions in which the Group operates, effective from 1 January 2024. For the Group this would mean that the new legislation is effective for the financial year starting on 1 January 2024. In some jurisdictions the Pillar Two legislation is only effective as of 1 January 2025. Furthermore, the UTPR has become effective from 1 January 2025. These developments could mean that the taxation rights transferred to a different level or that jurisdictions that were previously not yet captured by the Pillar Two rules in 2024, now are included in the Pillar Two rules.

A Transitional CbCR Safe Harbour ('TCSH') may provide for a (maximum of) three-year temporary relief of reporting and compliance obligations relating to Pillar Two. This TCSH is applicable in case a jurisdiction meets one of the three TCSH tests. If one of the TCSH tests is met by a jurisdiction, the Pillar Two top-up tax for a jurisdiction is deemed to be zero. If a jurisdiction does not qualify for the TCSH in any year, it will automatically result in an exclusion of that jurisdiction for the application of the TCSH in the remaining years (if any), in case a jurisdiction does not qualify for the TCSH, it will need to apply the more detailed implementation of the GloBE Model Rules to determine whether any top-up tax liability arises for such jurisdiction. As such, not qualifying for the TCSH does not automatically mean that a top-up tax liability arises, that will only be the case if under the application of the GloBE Model Rules the jurisdictional ETR is below 15%.

The Group has performed an assessment of its exposure to Pillar Two income taxes based on the most recent country-by-country reporting (CbCr) and other relevant data to determine to what extent the transitional CbCr safe harbor tests are met whereby the Pillar Two top-up tax for a jurisdiction is deemed to be zero. For the jurisdictions in scope of the Pillar two rules for the Financial Year 2025 which cannot rely on the TCSH in 2025, and which are not expected to meet one of the TCSH tests, the Pillar Two effective tax rate of those jurisdictions is expected to be above 15% resulting in no Pillar Two top-up tax. It is noted that the 2025 calendar year data of the Group will be incorporated in the jurisdictional Pillar Two calculations of the wider KPC group which runs from 1 April 2025 to 31 March 2026.

The Group continues to follow Pillar Two legislative developments, as further countries enact the Pillar Two model rules, to evaluate the potential future impact on its consolidated results of operations, financial position and cash flows.

12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

	Oil and gas properties	Other property, plant and equipment	Total
	KD	KD	KD
Balance as at 1 January 2025			
Cost	3,860,847	17,774	3,878,621
Depreciation, depletion and impairment losses	(2,217,908)	(15,378)	(2,233,286)
Net book value	1,642,939	2,396	1,645,335
Year ended 31 December 2025			
Additions	112,982	235	113,217
Transfer from exploration and evaluation assets (Note 13)	44,884	-	44,884
Changes in estimates (Note 23)	35,468	-	35,468
Disposals	(366)	(60)	(426)
Foreign currency exchange differences	(37,357)	(156)	(37,513)
Depreciation, depletion and impairment losses			
Charge for the year (Note 6 and Note 8)	(200,089)	(649)	(200,738)
Disposals	1	60	61
Net impairment charge	(315)	-	(315)
Foreign currency exchange differences	23,631	137	23,768
Net book value	1,621,778	1,963	1,623,741
Balance as at 31 December 2025			
Cost	4,016,458	17,793	4,034,251
Depreciation, depletion and impairment losses	(2,394,680)	(15,830)	(2,410,510)
Net book value	1,621,778	1,963	1,623,741

12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (CONTINUED)

	Oil and gas properties	Other property, plant and equipment	Total
	KD	KD	KD
Balance as at 1 January 2024			
Cost	4,145,380	17,253	4,162,633
Depreciation, depletion and impairment losses	(2,414,143)	(14,637)	(2,428,780)
Net book value	1,731,237	2,616	1,733,853
Year ended 31 December 2024			
Additions	73,336	493	73,829
Transfer from exploration and evaluation assets (Note 13)	24,196	-	24,196
Changes in estimates (Note 23)	(14,080)	-	(14,080)
Disposals	(1,161)	(51)	(1,212)
Classified as held for sale (Note 21)	(383,746)	-	(383,746)
Foreign currency exchange differences	16,922	79	17,001
Depreciation, depletion and impairment losses			
Charge for the year (Note 6 and Note 8)	(171,464)	(722)	(172,186)
Disposals	313	51	364
Net impairment charge (Note 7)	(5,794)	-	(5,794)
Classified as held for sale (Note 21)	383,037	-	383,037
Foreign currency exchange differences	(9,857)	(70)	(9,927)
Net book value	1,642,939	2,396	1,645,335
Balance as at 31 December 2024			
Cost	3,860,847	17,774	3,878,621
Depreciation, depletion and impairment losses	(2,217,908)	(15,378)	(2,233,286)
Net book value	1,642,939	2,396	1,645,335

During the current year ended 31 December 2025, changes in estimates of decommissioning provision costs (Note 23) have changed the carrying value of the related decommissioning assets by an amount of KD 35,468 (31 December 2024: KD (14,080)) due to the updates on the assumptions used in the prior year estimate.

13. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS

31 December 2025:	**Amount** KD
Cost	
Balance as at 1 January 2025	1,041,410
Additions	10,565
Foreign currency exchange differences	(8,228)
Balance as at 31 December 2025	1,043,747
Exploration costs written off	
Balance as at 1 January 2025	723,418
Write off	3,705
Transfer to oil and gas properties (Note 12)	44,884
Foreign currency exchange differences	(5,754)
Balance as at 31 December 2025	766,253
Impairment loss	
Balance as at 1 January 2025	1,734
Foreign currency exchange differences	(15)
Balance as at 31 December 2025	1,719
Net carrying amount	
Balance as at 31 December 2025	275,775

31 December 2024:	**Amount** KD
Cost	
Balance as at 1 January 2024	994,817
Additions	42,387
Foreign currency exchange differences	4,206
Balance as at 31 December 2024	1,041,410
Exploration costs written off	
Balance as at 1 January 2024	687,729
Write off	6,988
Transfer to oil and gas properties (Note 12)	24,196
Classified as held for sale (Note 21)	316
Foreign currency exchange differences	4,189
Balance as at 31 December 2024	723,418
Impairment losses	
Balance as at 1 January 2024	50,030
Reversal of impairment loss (Note 7)	(46,793)
Foreign currency exchange differences	(1,503)
Balance as at 31 December 2024	1,734
Net carrying amount	
Balance as at 31 December 2024	316,258

13. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS (CONTINUED)

The amounts for intangible assets represent costs incurred on active exploration projects. These amounts are written off to the consolidated statement of income as exploration costs unless commercial reserves are established, or the determination process is not completed.

During the prior year ended 31 December 2024, an amount of KD 46,793 had been recognised as reversal of impairment in the consolidated statement of income (Note 7).

Exploration costs amounting to KD 5,753 (31 December 2024: KD 8,722) in the consolidated statement of income include previously capitalised costs, which are written off as dry hole which amounted to KD 3,705 (31 December 2024: KD 6,988) and other costs amounting to KD 2,048 (31 December 2024: KD 1,734) relate to exploration and evaluation activities are directly expensed in the consolidated statement of income.

14. DEFERRED TAXATION

	2025	2024
	KD	KD
Balance as at 1 January		
Deferred tax assets	3,130	5,780
Deferred tax liabilities	(114,928)	(106,562)
Net deferred tax	(111,798)	(100,782)
Deferred tax charge- net	11,286	(7,982)
PRRT	671	243
Classified held for sale (Note 21)	-	(713)
Foreign currency exchange differences	991	(2,564)
Movement during the year	12,948	(11,016)
Balance as at 31 December		
Deferred tax assets	1,187	3,130
Deferred tax liabilities	(100,037)	(114,928)
Net deferred tax	(98,850)	(111,798)

Deferred tax arises primarily due to:

	2025	2024
	KD	KD
Deferred tax assets		
Carried forward losses	86,707	89,440
Provisions and others	45,981	45,317
Leases	12	23
Assets classified as held for sale (Note 21)	-	(713)
	132,700	134,067
Set-off of deferred tax liabilities pursuant to set-off provisions	(131,513)	(130,937)
	1,187	3,130
Deferred tax liabilities		
Accelerated accounting depreciation	(231,550)	(245,865)
Set-off of deferred tax liabilities pursuant to set-off provisions	131,513	130,937
	(100,037)	(114,928)
Net deferred tax	(98,850)	(111,798)

15. LEASES

i) Amounts recognised in the consolidated statement of financial position.

	2025	2024
	KD	KD
Right-of-use assets		
Land	63	95
Buildings - Area Offices space	1,140	1,081
Vessels	1,347	1,480
	2,550	2,656

	2025	2024
	KD	KD
Lease liabilities		
Non-current	2,282	2,270
Current	644	618
	2,926	2,888

ii) Amounts recognised in the consolidated statement of income.

	2025	2024
	KD	KD
Amortisation charge of right-of-use assets		
Land (Note 8)	31	31
Buildings (Note 8)	333	333
Vessels (Note 6)	120	120
	484	484
Finance costs (Note 10)	199	210
Expense relating to low value leases (included in general and administrative expenses)	669	806

The total cash outflow for leases during the year ended 31 December 2025 amounted to KD 1,230 (31 December 2024: KD 1,597).

16. INVENTORIES

	2025	2024
	KD	KD
Crude oil	3,123	3,628
Condensate and gas	787	1,075
LNG	1,578	566
Spare parts, materials and supplies *	20,322	20,386
	25,810	25,655
Less: provision for slow moving and obsolete items	(2,254)	(1,864)
	23,556	23,791

* Spare parts, materials and supplies are used in operations and are not held for re-sale.

16. INVENTORIES (CONTINUED)

The movement in the provision for slow moving and obsolete items:

	2025	2024
	KD	KD
Balance as at the beginning of the year	1,864	2,471
Reversal of provision during the year	(225)	(176)
Charge for the year	659	543
Write- off	-	(185)
Classified as held for sale	-	(809)
Foreign currency exchange differences	(44)	20
Balance as at 31 December	2,254	1,864

17. TRADE AND OTHER RECEIVABLES

	2025	2024
	KD	KD
Trade receivables	59,478	80,812
Due from joint venture participants	8,603	11,322
Decommissioning funds with operators	33,638	30,450
Prepayments	3,097	3,352
Advance corporate tax	6,185	6,181
Advances to operators	10,389	6,101
Due from affiliates (Note 18)	224	-
Other receivables	9,602	15,255
	131,216	153,473
Less: provision for expected credit losses	(299)	(1,075)
	130,917	152,398

Trade receivables are non-interest bearing and usually have a credit period of 60 days.

Trade receivables aggregating KD 33,199 (31 December 2024: KD 31,012) were current and not impaired. The credit quality of these receivables can be assessed with reference to their historic performance with no default recent history.

Trade receivables aggregating KD 26,279 (31 December 2024: KD 49,800) were due, an amount of KD 168 was charged to the consolidated statement of income during the current year ended 31 December 2025 (31 December 2024: Nil). These net receivables relates to various customers for which there is no recent history of default.

Movements in the provision for expected credit losses is as follows:

	2025	2024
	KD	KD
Balance as at the beginning of the year	1,075	1,084
Charge for the year	168	-
Write off during the year	(942)	(14)
Foreign currency exchange differences	(2)	5
Balance as at 31 December	299	1,075

18. RELATED PARTIES DISCLOSURES

Related parties comprise the Ultimate Parent Company and the Group's affiliates, Directors and executive officers of the Group, their families and companies of which they are the principal owners. All related parties' transactions are conducted on an arm's length basis and are approved by the Board of Directors. Pricing policies and terms are approved by the Group's management. Amounts due to Ultimate Parent Company and from affiliates are interest free, have no agreed repayment terms and are therefore treated as payable based on availability of funds and are neither past due nor impaired.

(i) Balances included in consolidated statement of financial position:

	2025	2024
	KD	KD
Funds held by Ultimate Parent Company		
Term deposits (Note 19)	791,597	249,256
Due to Ultimate Parent Company		
Ultimate Parent Company*	1,365,604	1,238,801

* The balance includes an amount due to Ultimate Parent Company represented as dividends payable amounted to KD 464,691 as at 31 December 2025 (31 December 2024: KD 283,709). These amounts are payable on demand and do not carry interest.

	2025	2024
	KD	KD
Trade and other receivables		
Due from affiliates (Note 17)	224	-
Trade and other payables		
Due to affiliates (Note 25)	-	434

There have been no guarantees provided or received for any related party receivable or payables.

For the year ended 31 December 2025, the Group has not recorded any impairment of receivables relating to amounts owed by related parties (31 December 2024: Nil). This assessment is undertaken each financial year through examining the financial position of the related party and the market in which the related party operates.

(ii) Transactions included in the consolidated statement of income:

Compensation of key management personnel

	2025	2024
	KD	KD
Salaries and other short-term benefits	1,185	1,493
Post employment benefits	442	308
	1,627	1,801

19. TERM DEPOSITS

	2025	2024
	KD	KD
Term deposits (Note 18)	791,597	249,256
	791,597	249,256

Term deposits represent surplus funds generated from operations and deposited with the Ultimate Parent Company. The period of deposit is for more than three months but less than one year. There are no restrictions on these funds, and the average interest rate is approximately 5.13% per annum (31 December 2024: 6%). Finance income earned during the year on these deposits amounted to KD 45,744 (31 December 2024: KD 42,975).

20. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2025	2024
	KD	KD
Cash at bank	121,393	101,765
Cash on hand	3	-
	121,396	101,765
Short term deposits	87,039	532,179
	208,435	633,944

Short term deposits represent surplus funds generated from operations and are deposited with the Ultimate Parent Company. The period of deposit is for less than three months. There are no restrictions on these funds and the average interest rate is approximately 4.8% per annum (31 December 2024: 5.56%). Finance income earned during the year on these deposits amounted to KD 670 (31 December 2024: KD 5,300).

21. NON-CURRENT ASSET HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS

Pakistan Transaction:
On 25 November 2024, three Share Purchase Agreements have been signed with respect to the sale of three subsidiaries, namely: "PKP Kirthar B.V.", "PKP Exploration 2 Limited" and "PKP Kadanwari Limited" and two Farm-in Agreements have been signed for the sale of two Joint Operation Interests namely: "Qadirpur (8.5% Working Interest)", "Bhit and Bhadra (28% Working Interest)", together referred to as "the Transaction" (Note 27 and Note 28). A refundable deposit of USD 10 million (equivalent to KD 3,081,000) (Note 25) have been received in accordance with the Transaction agreement. The legal and completion process of the Transaction is under process as at 31 December 2025, therefore it has been kept classified as held for sale.

The following major classes of assets and liabilities, relating to the Transaction, have been classified as held for sale in the consolidated statement of financial position:

	2025	2024
	KD	KD
Assets held for sale		
Property, plant and equipment	1,610	709
Exploration and evaluation asset	1,403	316
Deferred tax assets	655	713
Inventories	4,919	4,724
Trade and other receivable	12,256	13,739
Cash and cash equivalents	3,761	2,191
Total	24,604	22,392

21. NON-CURRENT ASSET HELD FOR SALE AND DISCONTINUED OPERATIONS (CONTINUED

Pakistan Transactions (Continued):

	2025	2024
Liabilities directly associated with the assets held for sale	KD	KD
Decommissioning provision	7,545	7,678
Trade and other payables	165	27
Tax liabilities	3,111	4,289
Total	10,821	11,994

KUFPEC Norway A.S (KNAS):
On 17 November 2023, Share Purchase Agreement was signed with respect to the sale of a subsidiary, KUFPEC Norway A.S ("KNAS"). During the prior year ended 31 December 2024, the legal and completion process of the KNAS sale has been finalised, accordingly, control on the subsidiary has been transferred to the acquirer. The sale has resulted in a gain from sale of a subsidiary amounted to KD 60,062, which is recognised as part of the net profit for the prior year from discontinued operations, net of tax.

The net results of discontinued operations are as follows:

	2025	2024
	KD	KD
Gain on sale of a subsidiary (KNAS)	-	60,062
Net profit for the year from discontinued operations, net of tax	-	60,062

22. SHARE CAPITAL AND RESERVES

a) Share capital

	Authorised		Issued and fully paid up in cash	
	2025	2024	2025	2024
1,200,000,000 shares (31 December 2024: 1,200,000,000 shares) of KD 1 each (31 December 2024: KD 1) each	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000

b) Statutory reserve

In accordance with the Companies' Law and the Parent Company's Articles of Association, 10% of the net profit for the year is required to be transferred to the statutory reserve. The Parent Company may resolve to discontinue such annual transfers, after the reserve exceeds 50% of Share capital, by a resolution of the Shareholders' Annual General Assembly. Distribution of the statutory reserve is limited to the amount required to enable the payment of a dividend of 5% of paid-up Share capital to be made in years when accumulated profits are not sufficient for the payment of a dividend of that amount.

For the year ended 31 December 2025, an amount of KD 10,718 has been transferred to statutory reserve (31 December 2024: KD 22,623).

c) Voluntary reserve

In accordance with the Parent Company's Articles of Association, 10% of net profit for the year is required to be transferred to the voluntary reserve. Such annual transfers may be discontinued by a resolution of the Shareholders' Annual General Assembly upon a recommendation by the board of directors. There is no restriction on distribution of this reserve.

For the year ended 31 December 2025, an amount KD 10,718 has been transferred to voluntary reserve (31 December 2024: KD 22,623).

23. DECOMMISSIONING PROVISION

	2025	2024
	KD	KD
Balance as at the beginning of the year	226,480	258,487
Unwinding of discount	8,060	9,708
Changes in estimates (Note 12)	35,468	(14,080)
Payment of decommissioning costs	(15,353)	(21,181)
Classified as held for sale (Note 21)	-	(7,678)
Foreign currency exchange differences	(2,029)	1,224
Balance as at 31 December	252,626	226,480

Presented in the consolidated statement of financial position as follows:

	2025	2024
	KD	KD
Non-current liabilities	158,800	169,615
Current liabilities	93,826	56,865
As at 31 December	252,626	226,480

The Group recognises provision for the future cost of decommissioning oil production facilities and pipelines on a discounted basis on the installation of those facilities. The decommissioning provision represents the present value of decommissioning costs relating to oil and gas properties, which are expected to be incurred when the producing oil and gas properties are approaching the end of their economic lives. The economic life and the timing of the decommissioning provision depends on government legislation, commodity prices and the future production profiles of the respective assets. These provisions have been estimated based on the Group's internal estimates using operators' estimates and external valuers that are subject to inflationary and deflationary pressures where applicable. Assumptions based on the current economic environment have been made, which management believes are a reasonable basis upon which to estimate the future liability. These estimates are reviewed regularly to take into account any material changes to the assumptions.

The discount rates used in the calculation of the provision as at 31 December 2025 ranges from 2.7% to 4.4% (31 December 2024: 3.1% to 3.81%).

24. EMPLOYEES' END OF SERVICE BENEFIT

	2025	2024
	KD	KD
Balance as at the beginning of the year	20,937	23,532
Charge for the year	2,905	2,615
Payment during the year	(3,614)	(5,329)
Classified as held for sale	-	-
Foreign currency exchange differences	(198)	119
Balance as at 31 December	20,030	20,937

25. TRADE AND OTHER PAYABLES

	2025	2024
	KD	KD
Trade payables	61,617	77,471
Accruals	8,261	8,749
Other payables *	15,381	8,925
Due to affiliates (Note 18)	-	434
	85,259	95,579

* The other payables include an amount of KD 3,081,000 (equivalent to USD 10 Million) which represents refundable deposit that has been received during 2024 in respect to the Share Purchase Agreements and Farm in Agreements (Note 21).

26. CONTINGENT LIABILITIES AND CAPITAL COMMITMENTS

At the consolidated statement of financial position date, the Group has the following contingent liabilities and capital commitments:

	2025	2024
	KD	KD
Contingent liabilities		
Letters of guarantee	8,817	20,193
Letters of credit	449	432
	9,266	20,625
Capital commitments		
Commitments under various joint ventures for future exploration and development expenditure	225,404	216,851

27. SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE

a) Subsidiaries

The wholly owned subsidiaries of the Group are outlined below:

	Company's Name	County of incorporation	Country of operations	Type of activity
1.	KUFPEC (China) Inc.	Panama	-	Dormant
2.	KUFPEC (Egypt) Ltd.	Cayman Islands	Egypt	Area office, Market survey, Oil & Gas Exploration / Development / Production.
3.	KUFPEC (Indonesia) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
4.	KUFPEC (Algeria) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
5.	KUFPEC (South Sudan) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
6.	KUFPEC Regional Ventures (Indonesia) Ltd.	Cayman Islands	Indonesia	Area office & Market survey
7.	KUFPEC (Tunisia) Ltd.	Cayman Islands	Tunisia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
8.	KUFPEC Malaysia (PM304) Limited	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
9.	Jannah Petroleum Company.	Cayman Islands	Yemen	Oil & Gas Exploration / Development / Production
10.	KUFPEC (Aden) Ltd.	Cayman Islands	-	Oil & Gas Exploration / Development / Production
11.	KUFPEC Vietnam (Block 19) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
12.	KUFPEC Vietnam (Block 20) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
13.	KUFPEC Vietnam (Block 51) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
14.	KUFPEC UK (Holdings) Ltd.	Cayman Islands	-	Holding Company
15.	KUFPEC Philippines (SC-46) Ltd	Cayman Islands	-	Dormant
16.	KUFPEC Malaysia (SB 312) Ltd	Cayman Islands	-	Dormant
17.	KUFPEC Malaysia (SK- 410B) Ltd	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
18.	KUFPEC (Holdings) Ltd.	Cayman Islands	Global	Oil & Gas Exploration / Development / Production
19.	KUFPEC Singapore Holding Ltd.	Cayman Islands	-	Holding Company
20.	KUFPEC Malaysia (SK304) Ltd	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
21.	KUFPEC Canada Inc.	Canada	Canada	Area office, Oil & Gas Exploration / Development / Production
22.	Energy Development Corporation B.V.	Netherlands	Australia	Holding Company
23.	KUFPEC Australia Pty Ltd.	Australia	Australia	Area office, Holding Company, Market survey, Oil & Gas Exploration / Development / Production
24.	KUFPEC (Perth) Pty Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
25.	KUFPEC Australia (Julimar) Pty. Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
26.	KUFPEC Australia (WA356 Permit) Pty. Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration / Development / Production

27. SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE (CONTINUED)

a) Subsidiaries (Continued)

The wholly owned subsidiaries of the Group are outlined below (Continued):

	Company's Name	County of incorporation	Country of operations	Type of activity
27.	KUFPEC Australia (Wheatstone lago) Pty Ltd	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
28.	KUFPEC (Pakistan) B.V.	Netherlands	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development / Production
29.	KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
30.	KUFPEC Pakistan Holdings B.V.	Netherlands	Pakistan	Holding company
31.	PKP Kirthar B.V. *	Netherlands	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development / Production
32.	Mauritania Holdings B.V.	Netherlands	Mauritania	Oil & Gas Exploration / Development / Production
33.	Kirthar Pakistan B.V.	Netherlands	Pakistan	Area Office, Market survey, Oil & Gas Exploration / Development / Production
34.	KUFPEC UK Limited	United Kingdom	United Kingdom	Oil & Gas Exploration / Development / Production
35.	KUFPEC Pakistan (Kirthar Holdings) B.V	Netherlands	Pakistan	Holding company
36.	PKP Exploration 2 Limited *	United Kingdom	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development / Production
37.	PKP Kadanwari Limited *	Japan	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development / Production
38.	KUFPEC America Inc.	America	-	Dormant
39.	Summerhill Capital Resources Limited	British Virgin Island	-	Business Development
40.	KUFPEC Indonesia CBM Inc	British Virgin Island	-	Holding company
41.	Galoc Production Company No. 2 Pte Ltd.	Singapore	-	Dormant
42.	KUFPEC Singapore Pte Ltd.	Singapore	-	Holding company
43.	KUFPEC (Philippines) Holdings Pte. Ltd.	Singapore	-	Holding company
44.	KUFPEC Indonesia Holdings Pte. Ltd.	Singapore	-	Dormant
45.	KUFPEC Indonesia ONWJ B.V.	Netherlands	-	Dormant
46.	KUFPEC Indonesia SES & ONWJ B.V.	Netherlands	-	Dormant
47.	KUFPEC Indonesia SES B.V.	Netherlands	-	Dormant
48.	KUFPEC Malaysia Sdn Bhd	Malaysia	Malaysia	Area office, Oil & Gas Exploration / Development / Production
49.	KUFPEC Indonesia (Amanah) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
50.	KUFPEC Indonesia (Melati) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
51.	KUFPEC Indonesia (Anambas) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration / Development / Production

* During the prior year ended 31 December 2024, Share Purchase Agreements have been signed to sell these subsidiaries (Note 21).

27. SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE (CONTINUED)

b) Investment in an associate

The Group through its wholly owned subsidiary KUFPEC Indonesia CBM Inc. owns 40% shares in Ephindo Energy Pte Ltd. which consist of 7 Coal Bed Methane (CBM) Production sharing Contracts (PSC's) with various working interests. The Group has fully impaired its investment in an associate.

28. INTERESTS IN JOINT OPERATIONS

	Operator	Country	KUFPEC Entity	Block	Interest
1.	Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-26-L (Mutineer) & WA-27-L (Exeter)	37.5023%
2.	Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-54-L (Fletcher)	50.0031%
3.	Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-54-L (Finucane)	37.5023%
4.	Woodside	Australia	KUFPEC Australia (WA356 Permit) Pty Ltd.	WA-356-P (exploration interest)	35%
5.	Woodside	Australia	KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd.	WA-49-L (Julimar, Brunello & Balnaves)	35%
6.	Chevron	Australia	KUFPEC Australia (Wheatstone lago) Pty Ltd.	WA-48-L, WA-47-L & WA-46-L (unitised)	8%
7.	Chevron	Australia	KUFPEC Australia (Wheatstone lago) Pty Ltd. & KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd.	Wheatstone LNG	13.4%
8.	KUFPEC	Australia	KUFPEC (Perth) Pty Ltd.	WA-71-R	100%
9.	Woodside	Australia	KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd.	WA-536-P	35%
10.	Canadian Natural Resources Limited	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	30%
11.	Veren	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	Ranging from 3.75% - 18.75%
12.	Whitecap Energy	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	Ranging from 4.15% - 15%
13.	Sinopec	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	7.50%
14.	KUFPEC	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Alberta A0034	100%
15.	IEOC	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	North Bardawil	40%
16.	Apache	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	Ras Kanayes	36.36%
17.	PICO	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	Geisum & Tawila	40%
18.	TOTAL	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	North Ras Kanayes	25%
19.	Shell	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	North East El Amriya	40%

28. INTERESTS IN JOINT OPERATIONS (CONTINUED)

	Operator	Country	KUFPEC Entity	Block	Interest
20.	Harbour Energy	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Natuna Sea Block A	33.33%
21.	KUFPEC	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Anambas) B.V.	Anambas	100%
22.	Petrofac	Malaysia	KUFPEC Malaysia (PM304) Limited	PM 304 (Cendor)	29.4%
23.	Conoco Phillips	Malaysia	KUFPEC Malaysia (SK304) Limited	SK304	35%
24.	PTTEP HKO	Malaysia	KUFPEC Malaysia (SK-410B) Malaysia	Block SK 410	42.50%
25.	Petronas	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Chinguetti	10.234%
26.	Tullow	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Zone A	12.8659%
27.	Tullow	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Zone B	11.63%
28.	Prime Pakistan ltd.	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V. PKP Kirthar B.V. **	Kirthar (Badhra)	28%* 6%
29.	Prime Pakistan ltd.	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V. PKP Kirthar B.V. **	Kirthar (Bhit)	28%* 6%
30.	Prime Pakistan ltd.	Pakistan	PKP Kadanwari Ltd. **	Tajjal (Kadanwari)	15.79%
31.	OGDCL	Pakistan	PKP Exploration 2 Ltd. ** KUFPEC Pakistan B.V.	Qadirpur	4.75% 8.50%*
32.	Orient Petroleum	Pakistan	PKP Exploration 2 Ltd. **	Dadu (Zamzama)	9.375%
33.	KUFPEC	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V.	Makhad	82.50%
34.	CTKCPT	Tunisia	KUFPEC Tunisia Ltd.	Sidi El Kilani	22.50%
35.	EnQuest	UK	KUFPEC UK Ltd.	Alma-Galia	35%
36.	Petromasila	Yemen	Jannah Petroleum Company	Block 5 (Jannah)	20.00%
37.	Oil Search	Yemen	KUFPEC (Aden) Ltd.	Block 7	21.25%
38.	PT. Pertamina Hulu Energi Sulawesi Melati	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Melati) B.V.	Melati	24.5%
39.	PT Medco Energi Amanah	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Amanah) B.V.	Amanah	30%
40.	BG International ltd.	Suriname	KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Block 65	20%

* During the prior year ended 31 December 2024, Farm in Agreements have been signed to sell these Joint Operations (Note 21).

** During the prior year ended 31 December 2024, Share Purchase Agreement been signed to sell three subsidiaries which include these Joint Operations (Note 21).

29. FINANCIAL RISK

Risk is inherent in the Group's activities but it is managed through a process of ongoing identification, measurement and monitoring, subject to risk limits and other controls. This process of risk management is critical for the Group. The Group manages its exposure to key financial risks in accordance with its financial risk management policy. The objective of the policy is to support the delivery of the Group's financial targets while protecting future financial security. The main risks that could adversely affect the Group's financial assets, liabilities or future cash flows are: market risk (comprising foreign currency risk, interest rate risk and commodity price risk), credit risk and liquidity risk. Management reviews and agrees policies for managing each of these risks that are summarised below.

The Group's senior management oversees the management of financial risks. The Group's senior management is supported by a Risk Operating Committee that prepares regular reports of the key risks, implements and applies the enterprise risk management policies, ensures the effective operation of the enterprise risk management framework and constantly monitors the key risks and the associated mitigation plans.

The Board of Directors reviews and agrees policies for managing these risks which are summarised below:

Market risk
Market risk is the risk that the fair value or future cash flows of financial instruments will fluctuate because of changes in market prices. Market risk comprises of foreign currency risk, interest rate risk and commodity price risk.

(i) Foreign currency risk
Foreign currency risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in foreign exchange rates that affect the Group's cash flows or the valuation of the monetary assets and liabilities denominated in foreign currency. The Group is exposed to foreign exchange risk arising from various currency exposures, primarily with respect to the Australian Dollar, Canadian Dollar and British Pound. Foreign exchange risk arises from future commercial transactions and recognised monetary assets and liabilities. The Group manages foreign currency risk by maintaining exposures to currencies that do not significantly fluctuate against the United States Dollar.

The Group is primarily exposed to foreign currency risk as a result of foreign exchange gains / (losses) on translation of foreign currency denominated assets and liabilities such as trade and other receivables, term deposits, cash and cash equivalent, due to Ultimate Parent Company and trade and other payables.

The following is net foreign currencies positions as at the date of the consolidated financial statements:

	2025 KD (equivalent)	2024 KD (equivalent)
Australian Dollar	(486)	(820)
Canadian Dollar	(16,083)	(10,424)
British Pound	(41)	(610)

29. FINANCIAL RISK (CONTINUED)

Market risk (Continued)

(i) Foreign currency risk (Continued)

The table below indicates the Group's foreign exchange exposure as at 31 December, as a result of its monetary assets and liabilities. The analysis calculates the effect of a reasonably possible movement of the USD currency rate against certain major currencies to which the Group is exposed, with all other variables held constant, on the profit for the year and equity.

	Change on currency rate	Impact on the consolidated statement of Income / equity
	KD	KD
31 December 2025		
Australian Dollar	10%	(49)
Canadian Dollar	10%	(1,608)
British Pound	10%	(4)
31 December 2024		
Australian Dollar	10%	(82)
Canadian Dollar	10%	(1,042)
British Pound	10%	(61)

The decrease in foreign currency percentage movement will have the opposite effect on profit for the year.

(ii) Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of financial instruments will fluctuate because of changes in market interest rates. Interest rate risk arises from the possibility that changes in interest rates will affect future profitability or the fair values of financial instruments. The Group's interest rate risk arises from term deposits. The Group manages interest rate risk by monitoring interest rate movements.

The following table illustrates the sensitivity of the profit for the year as well as equity to a reasonably possible change in interest rates of term deposits by 0.5% (31 December 2024: 0.5%). A positive number below indicates an increase in profit and increase in equity and a negative number indicates a decrease in profit and decrease in equity.

		2025	2024
	Change in interest rate	Impact on the consolidated statement of Income / equity	Impact on the consolidated statement of Income / equity
	%	KD	KD
Kuwaiti Dinar	+0.5%	(4,917)	(4,020)
	-0.5%	(4,917)	(4,020)

29. FINANCIAL RISK (CONTINUED)

Market risk (Continued)

(iii) Commodity price risk

The Group is exposed to the risk of fluctuations in prevailing market commodity prices on the mix of oil and gas products which it produces. The Group's policy is to manage these risks through the use of contract-based prices with customers and to keep between 20% and 40% (31 December 2024: 20% and 40%) of its production on fixed price.

The Group does not have any derivative financial instruments whose fair values are impacted by fluctuations in commodity prices and therefore, the commodity price sensitivity is not presented.

Credit risk

Credit risk arises from cash and cash equivalents (excluding cash on hand) and trade and other receivables.

(i) Risk management

Credit risk is managed on a Group basis. The Group manages this risk by placing its bank balances and term deposits with high credit rated institutions and for trade and other receivable, by dealing with only reputed multinational customers or government institutions. The Group considers credit quality of financial assets with reference to available external credit rating, historical performance, financial position and other factors. There are no significant concentrations of credit risk, whether through exposure to individual customers and/or regions.

(ii) Impairment of financial assets

The Group's financial assets that are subject to IFRS 9 expected credit losses model are "trade and other receivables", "term deposits" and "cash and cash equivalents".

The Group follows the IFRS 9 simplified approach to measure expected credit losses which uses a lifetime expected loss allowance for "trade and other receivables", "term deposits" and "cash and cash equivalents". To measure the expected credit losses, 'financial assets' have been grouped based on shared credit risk characteristics and the days past due. The Group uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs to the impairment calculation, based on the Group's past history, existing market conditions as well as forward looking estimates at the end of each reporting period. The impact on trade and other receivables loss allowance as per expected loss model under IFRS 9 is not material because trade and other receivables have a history of limited default.

Bank balances

The Group manages credit risk from balances with banks and other financial institutions by investing surplus funds only with approved and reputable counterparties. The table below presents an analysis of cash and cash equivalents by rating agency designation at the end of reporting period based on Moody's ratings or its equivalent for the main banking relationships:

	2025	2024
	KD	KD
Al-A3	111,674	91,420
AA	314	573
Aa2-Aa3	10	646
Baa1-Baa2	9,395	9,126
	121,393	101,765

No impairment provision was required on cash and cash equivalents as credit risk was considered minimal.

29. FINANCIAL RISK (CONTINUED)

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Group will encounter difficulty in meeting commitments associated with financial liabilities, arises because of the possibility (which may often be remote) that the entity could be required to pay its liabilities earlier than expected. The Group manages this risk by maintaining sufficient cash and cash equivalents, availability of funding from committed credit facilities and borrowings and funding from the Ultimate Parent Company.

The table below analyses the Group's financial liabilities into relevant maturity groupings based on the remaining period at the reporting date to the contractual maturity date. The amounts disclosed in the below tables are the contractual undiscounted cash flows.

31 December 2025	Less than 1 year	1 to 5 years	More than 5 years	Total
	KD	KD	KD	KD
Financial liabilities				
Trade and other payables	85,259	-	-	85,259
Tax liabilities	11,784	-	-	11,784
Due to Ultimate Parent Company	1,365,604	-	-	1,365,604
Lease liabilities	644	1,694	1,300	3,638
	1,463,291	1,694	1,300	1,466,285
Capital commitments for future exploration and development	225,404	-	-	225,404

31 December 2024	Less than 1 year	1 to 5 years	More than 5 years	Total
	KD	KD	KD	KD
Financial liabilities				
Trade and other payables	95,579	-	-	95,579
Tax liabilities	22,784	-	-	22,784
Due to Ultimate Parent Company	1,238,801	-	-	1,238,801
Lease liabilities	618	1,668	1,797	4,083
	1,357,782	1,668	1,797	1,361,247
Capital commitments for future exploration and development	216,851	-	-	216,851

30. CAPITAL MANAGEMENT

The Group manages its capital to ensure that entities within the Group will be able to continue as a going concern while maximising the return to Ultimate Parent Company through the optimisation of the debt and equity balance.

31. PROPOSED DIVIDEND

The Board of Directors on their meeting dated 29 March 2026, has proposed to declare dividends to shareholders equivalent to the balance of the retained earnings as at 31 December 2025, this proposal is subject to the approval of Shareholders' Annual General Assembly Meeting.

32. SUBSEQUENT EVENT

Subsequent to the date of the consolidated financial statements. the Parent Company has reached an agreement, through its subsidiary Energy Development Corporation (E.D.C.) B.V., to acquire 20% interest in Ocra and Sul De Ocra from Shell Brasil Petróleo Ltda, a wholly owned subsidiary of Shell Plc. The transaction is subject to requisite Brazilian regulatory approval.

Contact us



Kuwait

Administrative Shuwaikh – Area 4 – Street 102 - Building No. 9
P.O. Box 5291 Safat, 13053 Kuwait
Tel.: +965 1836000 - Fax: +965 24951818
Email: kufpec@kufpec.com
www. kufpec.com



Australia

KUFPEC Australia Pty Ltd
Level 14 Alluvion Building, 58 Mounts Bay Road, Perth Western Australia 6000
Tel.: +61 8 9380 3900



Canada

KUFPEC Canada Inc

Millennium Tower
440 2nd Avenue SW, Suite No. 800,
Calgary AB, Canada T2P 5E9
Tel.: +1 587 349 2777 - Fax: +1 587 349 2778



Egypt

KUFPEC Egypt Limited (KEL)

44 Palestine Street, 10th Floor, New Maadi, Cairo, 11435, Egypt, ARE
Tel.: +20 2 2703 6272 - Fax: +20 2 2703 6289



Indonesia

KUFPEC Regional Ventures (Indonesia) Limited

KUFPEC INDONESIA (ANAMBAS) B.V.
Talavera Office Park, 3rd Floor, Suite #A, B & C.
Jl. Let. Jend. T. B. Simatupang Kav. 22 – 26
Jakarta 12430 - Indonesia
Tel.: +62 61 5785 2784 (Hunting) - Fax: +62 61 5785 2785



Malaysia

KUFPEC (Malaysia) Sdn. Bhd.

Level 31-2, ILHAM Tower, No. 8, Jalan Binjai, 50450 Kuala Lumpur
Tel.: +60 3 26034001



Netherlands

KUFPEC Netherlands

Schenkkade 50, 2595 AR, The Hague
Tel.: +13703152278, +13703152279

Disclaimer

This is the forty second issue of the Annual Report of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company (KUFPEC), a subsidiary of Kuwait Petroleum Corporation (KPC). The report covers financial and operational aspects of KUFPEC during the fiscal year 2023 and is issued in both Arabic and English. The Arabic version prevails in the event of any discrepancy.

The images in this document are representative of the services provided by KUFPEC through its overseas projects and activities.

KUFPEC



آفـاق بـلا حـدود

التقرير السنوي الرابع والأربعون **2025**







حضرة صاحب السمو
الشيخ مشعل الأحمد الجابر الصباح
أمير دولة الكويت
حفظه الله ورعاه







سمو الشيخ
صباح خالد الحمد المبارك الصباح
ولي عهد دولة الكويت
حفظه الله ورعاه

مجلس الإدارة





محمد راشد جاسم
رئيس مجلس الإدارة



غادة يوسف العامر
نائب رئيس مجلس الإدارة



عيسى عبد الرحمن المراغي
عضو مجلس الإدارة



غانم ناصر العتيبي
عضو مجلس الإدارة



فهد سالم الخرقاوي
عضو مجلس الإدارة



وليد خالد المخيزيم
عضو مجلس الادارة



بدر أحمد المنيفي
عضو مجلس الإدارة

الإدارة التنفيذية



عيسى عبد الرحمن المراغي
الرئيس التنفيذي



طارق محمود إبراهيم
نائب الرئيس التنفيذي
للعمليات



عبد الله فهد العصيمي
نائب الرئيس التنفيذي
للشؤون المالية والإدارية

نائب الرئيس التنفيذي
للاستكشاف



أحمد الرهيف
مدير
دائرة الاستكشاف



بلقيس المسلم
مدير
دائرة الدعم الإداري



جابر الشطي
مدير
دائرة الخدمات الشاملة والعلاقات العامة



فرحان الفرحان
مدير
دائرة تطوير الأعمال



محمد السرحان
مدير
إقليم عمليات آسيا وأوروبا وأفريقيا



محمد حسين
مدير
الدائرة المالية



منيره بن سلامة
مدير
دائرة الموارد البشرية



ناصر الخشتي
مدير
إقليم عمليات كندا وأستراليا



وسام بهبهاني
مدير
دائرة التخطيط الشامل



مدير
دائرة الدعم الفني



مدير
الشؤون القانونية



مدير
الدائرة التجارية


KUFPEC
KUPPEC



طموحاتنا

تتمتع الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك.م. (كوفبك) برسالتها ورؤيتها الخاصة وتتماشى قيمها مع قيم مؤسسة البترول الكويتية، مما يجسد التوجه الاستراتيجي للمؤسسة وطموحات كوفبك في مجال النفط والغاز.



استراتيجية كوفبك 2040

أسس استراتيجية 2040 لمؤسسة البترول الكويتية لنشاط الاستكشاف والإنتاج خارج دولة الكويت (كوفبك):



تنويع مصادر الدخل

تنويع وتعزيز مصادر الدخل لدولة الكويت.



القدرات

زيادة فرص تطوير وبناء قدرات عمليات الاستكشاف والإنتاج محليا.

رسالة ورؤية الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية



رسالتنا

تحقيق قيمة إضافية منوعة بكفاءة وبطريقة مسؤولة ومبتكرة لمؤسسة البترول الكويتية من خلال استكشاف وإنتاج النفط والغاز خارج دولة الكويت.



رؤيتنا

التركيز على التميز التشغيلي والشراكات الاستراتيجية في عمليات استكشاف وإنتاج النفط والغاز خارج دولة الكويت لتحقيق قيمة إضافية لقطاع النفط الكويتي.

خارطة أنشطة كوفبك

إن خارطة توسع أنشطة كوفبك مبنية على أسس ومعايير دقيقة وهي غير محدده بجغرافية معينة، حيث تتواجد حاليا في 10 دول، وتتوزع أنشطتها ومحفظة أصولها التي تضم 30 مشروعا، ضمن منطقتين رئيسيتين في 6 قارات وتدار من قبل 7 مكاتب خارجية في كل من أستراليا وكندا ومصر وإندونيسيا وماليزيا وهولندا وباكستان. وتواصل كوفبك تعزيز التنوع في قواها العاملة من خلال استقطاب وتوظيف أفضل العناصر من ذوي الخبرات والكفاءات العالية في مختلف المناطق التي تتواجد فيها.



الدول التي تتركز فيها الأنشطة

تتركز أنشطة الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية في القارات التالية:

- **أستراليا**
  - أستراليا
- **آسيا**
  - إندونيسيا
  - ماليزيا
  - باكستان
  - اليمن
- **أفريقيا**
  - مصر
  - موريتانيا
- **أوروبا**
  - المملكة المتحدة
- **أمريكا الشمالية**
  - كندا
- **أمريكا الجنوبية**
  - سورينام



رئيس كوفبك التنفيذي

عيسى المراغي هو الرئيس التنفيذي للشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية، وقد شغل سابقا منصب نائب الرئيس التنفيذي (شمال وغرب الكويت) في شركة نفط الكويت.

من خلال عمله لمدة طويلة تتجاوز 28 عاما في صناعة النفط والغاز، تنوعت خبرات المراغي بين إدارة الموارد الهيدروكربونية ومحافظ الإنتاج، وعمليات الإنتاج، وإدارة تكامل خطط تطوير الحقول الواقعة في المناطق البرية والحقول الواقعة قرب المناطق الحضرية، ومشاريع تعزيز استخلاص النفط، وتطوير أفضل الممارسات المتعلقة بإدارة المكامن لتطبيقها في جميع مواقع شركة نفط الكويت.

في عام 2023، وبصفته نائب الرئيس التنفيذي للتخطيط والابتكار، تولى المراغي إدارة استراتيجية التحول الرقمي وتطبيقها في الشركة. كما شغل منصب نائب الرئيس التنفيذي (جنوب وشرق الكويت) في عام 2021، وأتم بنجاح تطوير ثاني أكبر حقل نفطي في العالم، حقل برقان الكبير، والذي ارتفع إنتاجه إلى 250,000 برميل نفط يوميا في غضون 18 شهرا.

حصل المراغي على درجة البكالوريوس في هندسة البترول من جامعة الكويت، ثم أكمل برنامج الإدارة العامة في كلية هارفارد للأعمال.

كلمة الرئيس التنفيذي

واصلت كوفبك إنجازاتها وتميزها عبر محفظتها وأصولها المنتشرة في 6 قارات حول العالم، محققة تقدما ملحوظا في مشاريعها في كندا وأستراليا وإندونيسيا ومصر. على مدار العام، احتفت الشركة بإنجازات مهمة في مجال الإنتاج وكذلك التزامها بالتميز التشغيلي والكفاءة ومعايير السلامة العالية.

في عام 2025، حققت كوفبك نتائج مالية وتشغيلية متميزة، إذ اختتمت العام بأرباح صافية تجاوزت 348 مليون دولار أمريكي، وبلغ متوسط إنتاجها 83,055 برميل نفط مكافئ في اليوم – بينما بلغت نسبة إنتاج الغاز منه 63 %. تعكس هذه الإنجازات استراتيجية الشركة الفعالة وأدائها القوي في جميع قطاعات عملها.

وأحرزت كوفبك تقدما آخر في تنفيذ استراتيجيتها الطموحة للنمو في عام 2025. لقد ركزنا على تطوير محفظة الشركة من خلال عمليات الدمج والاستحواذ القائمة على القيمة العالية للأصول المؤسسية والتطويرية والإنتاجية، مع تأمين تراخيص استكشاف واعدة وتعزيز الموارد لدعم النمو المستدام والإنتاج المستقبلي.

وقد سجل مشروع كيبوب في ألبرتا، كندا، أداء لا مثيل له ببلوغه معدلات إنتاج قياسية بلغت 29,661 برميل نفط مكافئ في اليوم. وانسجاما مع استراتيجية كوفبك 2040، واصل المشروع أداءه المتفوق، مسجلا متوسط إنتاج سنوي صاف قدره 25,310 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال العام.

تؤكد هذه الإنجازات على التزام كوفبك الراسخ بالتميز والشراكات الاستراتيجية والابتكار المستمر. كما يلعب النمو والنجاح المستمر لمشروع كيبوب دورا حيويا في تحقيق استراتيجية كوفبك لعام 2040، ودفع عجلة التنمية وزيادة قيمة أصول الشركة على المدى الطويل.

في ديسمبر 2025، استحوذت كوفبك على قطاع استكشافي بحري جديد في سورينام، حيث يمثل هذا الاستحواذ علامة فارقة لدخول كوفبك بلد جديد وتوسيع محفظتها الاستكشافية في مزيد من الأحواض الواعدة.

خلال العام، حصلت كوفبك أيضا على الموافقة الرسمية على خطة تطوير حقل أنامباس في بحر ناتونا الغربي بإندونيسيا. سيقوم هذا المشروع متعدد المراحل بتطوير احتياطيات الغاز والمكثفات من خلال حفر آبار جديدة وتركيب بنية تحتية تحت سطح البحر. تعمل هذه المبادرة على تعزيز أمن الطاقة في إندونيسيا وتأكيد التزام كوفبك الراسخ في المساهمة البناءة في قطاع الاستكشاف والإنتاج في البلاد وكذلك التنمية المستدامة للموارد.

في مصر، حصلت كوفبك على الموافقة على قرار الاستثمار النهائي لمشروع غرب مينا في يونيو 2025، محققة بذلك إنجازا كبيرا في محفظتها الإقليمية. ويجري حاليا تسريع أنشطة التطوير، ومن المتوقع أن يبدأ إنتاج الغاز في الربع الأخير من عام 2026.

في غضون ذلك، احتفل مشروع ويتستون في أستراليا بإنجاز آخر في يونيو 2025 مع نجاح تحميل الشحنة رقم 1,000 من الغاز الطبيعي المسال منذ بدء العمليات في أكتوبر 2017. يعكس هذا الإنجاز التفاني الراسخ والتميز الفني والتعاون الوثيق بين المشغل وشركاء المشروع المشترك، ويكشف عن سنوات حافلة بالابتكار والنجاح التشغيلي.

على صعيد الصحة والسلامة، احتفلت كوفبك بإنجاز بارز، حيث حققت 500,000 ساعة عمل آمنة دون أي حوادث أو هدر للوقت في عمليات حفر ماخاد التابعة لكوفبك باكستان. يسلط هذا الإنجاز الضوء على التزام الشركة الاستثنائي بالسلامة والاحترافية والعمل في أصعب الظروف بما في ذلك التضاريس الوعرة والطقس الموسمي والعقبات اللوجستية. لقد تقدمت أنشطة المشروع دون حدوث أي تسرب خلال عمليات الرفع الثقيلة والآمنة إضافة إلى عمليات التدقيق في مختلف الجوانب المتعلقة بالصحة والسلامة والبيئة من قبل أطراف خارجية إضافة إلى الإدارة الآمنة لأكثر من 200 فرد في طاقم العمل دون وقوع أي حوادث.

وفي إطار جهودها في مجال المسؤولية الاجتماعية، عززت كوفبك إندونيسيا، بالتعاون مع فريق العلاقات العامة في مكتب كوفبك الرئيسي، التزامها من خلال دعم التعليم وتنمية المجتمع في منطقة أنامباس. لقد شملت مبادرات كوفبك التبرع باللوازم المدرسية لـ 187 طالبا وطالبة في خمس مدارس، وتنظيم برنامج تدريب أنامباس للمشاريع الصغيرة والمتوسطة لعام 2025، مستهدفا 30 من رواد الأعمال المحليين. ساهمت هذه البرامج في دعم العملية التعليمية والمشاريع التي تقودها النساء التي تهدف إلى دفع عجلة النمو الاقتصادي المستدام في المجتمعات المحلية.

في الختام، أتقدم بخالص الشكر والامتنان لحضرة صاحب السمو أمير دولة الكويت الشيخ مشعل الأحمد الجابر الصباح وسمو ولي العهد الشيخ صباح خالد الحمد المبارك الصباح، سائلين المولى عز وجل أن يديم عليهما نعمه لقيادة وطننا الحبيب نحو مزيد من الرخاء والتقدم والتنمية.



عيسى عبد الرحمن المراغي
الرئيس التنفيذي



إقليم عمليات كندا وأستراليا

أستراليا – كندا

ساهمت الجهود الحثيثة التي بذلتها إدارة إقليم عمليات كندا وأستراليا في تعزيز الأداء بشكل ملحوظ، مما أدى إلى رفع مستويات الإنتاج ودعم النمو الاستراتيجي لمحفظة أصول الشركة. في كندا، حقق مشروع كيبوب صافي إنتاج بلغ 25,310 برميل نفط مكافئ في اليوم، وكان ذلك نتيجة طبيعية لسرعة التنفيذ والإنجاز والتطوير المستمر لأنشطة الحقل. أما في أستراليا، فقد حققت أصول كوفبك صافي إنتاج بلغ 41,245 برميل نفط مكافئ في اليوم، مما يؤكد أيضا التقدم المستقر للشركة والمحافظة على نموها المستدام.

بلغ متوسط صافي إنتاج كوفبك من إقليم عمليات كندا وأستراليا 66,702 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 59,573 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2024 – بزيادة بلغت نحو 11 %.



أستراليـــــا

مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال



حقق مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال أداء إنتاجيا أقوى مقارنة بعام 2024، وكان هذا الإنجاز مدفوعا في المقام الأول بتعزيز الأنشطة التشغيلية.

WA-49-L



يقع قطاع (WA-49-L) البحري على بعد 200 كيلومتر عن منشآت ويتستون البرية ويعمل على تزويد المنشآت بالغاز والغاز المكثف من حقلي برونيلو وجوليمار. يجري حاليا تنفيذ المرحلة الثالثة من مشروع تطوير جوليمار. بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 20,702 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 19,610 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2024. يعزى ارتفاع الإنتاج إلى تحسين عمليات المصنع.

WA-46-L, 47-L, 48-L

تضم القطاعات الإنتاجية (WA-46-L, WA-47-L, WA-48-L) حقول غاز ويتستون/إياجو التي تنتج عبر مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال. خلال عام 2025، تم الانتهاء من حفر البئر الاستكشافي (Wheatstone-Deep).

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 20,690 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام بالمقارنة مع 20,073 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2024. يعزى ارتفاع الإنتاج إلى تحسين عمليات المصنع.



WA-71-R

تتقدم أنشطة كوفبك في هذا القطاع بشكل جيد، ومن المقرر تجديد الترخيص في ديسمبر 2026.



WA-26-L, WA-27-L and WA-54-L



كوفبك 37.5% موتينير/إكستير



كوفبك 50% فليتشر



كوفبك 37.5% فينوكين

استمرت أنشطة التخلي عن هذه القطاعات وفق الخطط الموضوعة.



كنـــــدا

تماشيا مع استراتيجية كوفبك لعام 2040، حافظت إدارة إقليم عمليات كندا وأستراليا على أدائها القوي في مشروع كيبوب، محققة متوسط إنتاج سنوي صاف بلغ 25,310 برميل نفط مكافئ في اليوم.

أدى الإعداد الاستراتيجي لعملية منصتي الحفر إلى تسريع الجداول الزمنية للتنفيذ، مما أتاح ربط منصات الحفر بوتيرة أسرع، ورفع كفاءة الإنتاج الإجمالية. وقد ساهم تصميم التكسير الهيدروليكي المطبق حديثا في تحقيق وفورات كبيرة في التكاليف، بينما أدت مبادرة تحسين حجم الخانق إلى زيادة صافي الإنتاج بنسبة 5 %.

التزمت كوفبك أيضا بكافة معايير السلامة، محققة أنشطة آمنة دون وقوع أي إصابات خلال العام، مما يعكس التزام الشركة بالتميز التشغيلي ومعايير الصحة والسلامة والبيئة.



كيبوب دوفرني



يعد مشروع كيبوب دوفرني للغاز الصخري في كندا المشروع غير التقليدي الوحيد للشركة. خلال عام 2025، قامت كوفبك بإعداد 50 بئرا للحفر وإتمام 47 بئرا وربط 47 بئرا بمرافق الإنتاج. منذ دخول كوفبك في المشروع حتى نهاية عام 2025، تمكنت كوفبك من تحقيق الإنتاج من 346 بئرا.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 25,310 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 19,891 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2024 – بزيادة بلغت نحو 5 %.

A0034



تقوم الشركة حاليا بتقييم فرص التطوير المستقبلية لهذ القطاع، بالإضافة إلى مشاركتها في عمليات مبيعات الأراضي العامة في ألبرتا للحصول على حقوق جديدة لممارسة أنشطتها الاستكشافية والإنتاجية.





إقليم عمليات آسيا وأوروبا وأفريقيا

آسيا – أوروبا – أفريقيا

واصلت إدارة إقليم عمليات آسيا وأوروبا وأفريقيا مساعيها الناجحة والتي مكنتها من الحصول على موافقة الحكومة الإندونيسية لخطة تطوير أنامباس. واستمرت كذلك وتيرة العمل بالمشروع ودخل المرحلة الثالثة «مرحلة تحديد المشروع» والتي ستتوج بقرار الاستثمار النهائي.

حصلت كوفبك أيضا على الموافقة على قرار الاستثمار النهائي لمشروع غرب مينا في يونيو 2025، محققة بذلك أعلى سعر للغاز في مصر ويجري العمل الآن على تسريع معدل الإنجاز في المشروع لتحقيق أول إنتاج متوقع بحلول الربع الأخير من عام 2026.

بلغ متوسط إنتاج كوفبك من إقليم عمليات آسيا وأوروبا وأفريقيا خلال العام 16,353 برميل نفط مكافئ في اليوم بالمقارنة مع 16,632 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2024.



باكستـــــان

بت وبادرا



يقع حقلا غاز بت وبادرا البريان في سهل كيرثار ضمن الحوض الأدنى لنهر السند. تضمن برنامج العمل لعام 2025 حفر بئر بادرة17- إضافة إلى تحسين الضغط وإصلاح الطرق وتعديلات على بعض المنشآت وتنفيذ أعمال التدخل في الآبار بدون منصات حفر.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 1,896 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 2,405 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2024.

قادربور



يقع حقل غاز قادربور، ثاني أكبر حقل غاز في باكستان، في إقليم السند. في عام 2025، تضمن برنامج العمل حفر بئر (QP-64) وصيانة منشآت المعالجة ومراقبة التآكل ومشاريع أعمال المدنية. كما اشتمل البرنامج على أعمال التدخل في الآبار بدون منصات حفر.
بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 1,723 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 2,407 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2024.

كادانواري



يقع حقل كادانواري للغاز شمال شرق إقليم السند. تضمن برنامج هذا العام حفر البئر التطويري (K-44) وأعمال صيانة في مرافق التطوير وربط بئر (K-44) وأعمال التدخل في الآبار بدون منصات الحفر وأعمال صيانة المرافق السطحية وصيانة الطرق وصيانة المنشآت إضافة إلى أنشطة إنشائية متنوعة.
بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 344 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 284 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2024.

زمزمة



يقع حقل زمزمة البري للغاز في إقليم السند في الحوض الأدنى لنهر السند. تضمن برنامج العمل لعام 2025 أعمال التثقيب في آبار زام-2 وزام7- وأعمال تعديل ضغط منشآت المعالجة وإصلاحات الطرق وصيانة المواقع السكنية.
بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 102 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 45 برميل نفط مكافئ في عام 2024.



إندونيسيا

قطاع A بحر ناتونا



يقع قطاع بحر ناتونا (A) بالقرب من الحدود البحرية بين إندونيسيا وماليزيا وفيتنام، ويعد مصدرا رئيسيا للغاز إلى سنغافورة. في إطار برنامج عملها لعام 2025، نفذت كوفبك حملة حفر تطويري لبئري (A24 وA25). تستعد كوفبك أيضا لإعداد المتطلبات اللازمة لعمليات الحفر الاستكشافية في (Bekantan, Laba-laba, and Tenggiling) خلال العام المقبل.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 4,801 برميل مكافئ نفط في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 5,301 برميل نفط مكافئ في عام 2024.



أنامباس

يقع قطاع أنامباس في بحر ناتونا الإندونيسي قرب أصول كوفبك المنتجة في بحر ناتونا قطاع (أ) وجنوب ناتونا قطاع (ب) وأصول كاكاب. حصلت كوفبك على موافقة الحكومة على خطة التطوير في مايو 2025، وتم تحديث النموذج الاقتصادي للكشف عن إمكانيات القطاع. وفقا «لنظام تنفيذ مراحل المشاريع» الخاص بكوفبك، انتقل المشروع إلى المرحلة الثالثة «تحديد إمكانيات المشروع» والتي ستنتهي باتخاذ قرار الاستثمار النهائي حول المشروع.





PM-304



ينتج هذا القطاع البحري المشترك النفط من حقول شندار وغرب ديسارو وشرق شندار التي تبعد نحو 140 كيلومترا عن ساحل تيرينجانو في شبه الجزيرة الماليزية. خلال هذا العام، تم تنفيذ بعض الأنشطة للحفاظ على وتيرة الإنتاج حتى انتهاء الترخيص في عام 2026.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 1,875 برميل نفط في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 2,178 برميل نفط مكافئ في عام 2024.



SK-410B



يقع قطاع (SK-410B) على بعد 160 كيلومترا عن بينتولو في سيراواك وعن مصنع الغاز الطبيعي المسال الماليزي، وهو مشروع مشترك لتطوير وإنتاج الغاز والمكثفات عبر حقول لانغ ليبا وبابريكا. تضمنت أنشطة هذا العام دراسة إعادة التصميم – تعزيز القدرة الإنتاجية وتطوير المرافق البحرية والبرية – والتي تم الانتهاء منها في الربع الثالث من هذا العام.



الـيمـــن

قطاع جنة 5

يقع قطاع جنة 5 في حوض السبعتين، بالقرب من قطاع 18. تم تنفيذ بعض الأنشطة الروتينية خلال العام مثل أعمال صيانة المصنع.





مصـــــر

جيسوم وغرب طويلة



يقع مشروع جيسوم وغرب طويلة في خليج السويس. وقد كان لاتفاقية الامتياز الجديدة التي تم توقيعها مؤخرا دورا مهما في تمديد ترخيص الحقل 20 عاما إضافيا مما يضمن استمرارية الإنتاج وإضافة مزيد من الاحتياطيات لتعزيز قيمة الحقل الإجمالية وإمكانات تطويره المستقبلية.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 5,612 برميل نفط في اليوم خلال هذا العام، بالمقارنة مع 4,011 برميل نفط مكافئ في عام 2024.

غرب مينا – شمال شرق العامرية



يقع اكتشاف الغاز (غرب مينا) البحري قبالة سواحل الإسكندرية. حصل المشروع على قرار الاستثمار النهائي في يونيو 2025، محققا أعلى سعر للغاز في مصر. ومع إتمام جميع الاتفاقيات الرئيسية، يمضي المشروع قدما نحو تحقيق أول إنتاج متوقع له في الربع الأخير من عام 2026.



المملكة المتحدة



ألما وغالية

استمرت أنشطة التخلي والهجر وفق الخطط الموضوعة.



موريتانيا



شنجويتي

تم الانتهاء من متطلبات الردم والهجر وهي بانتظار موافقة الحكومة الموريتانية.



عقد مشاركة الإنتاج - منطقة Banda (A)

تم الانتهاء من برنامج التخلي والهجر وهو بانتظار موافقة الحكومة الموريتانية.



عقد مشاركة الإنتاج - منطقة Tiof (B)


UMBILICAL



دائرة الاستكشاف

فريق دراسات الاستكشاف

أجرى فريق دراسات الاستكشاف في كوفبك عمليات دراسة وتحليل متعددة للأحواض نفطية حول العالم حيث شملت عددا من المناطق المعروفة والمناطق الناشئة في عام 2025. كانت تلك الدراسة تهدف إلى تعميق فهم إمكانيات الأحواض النفطية وتحديد فرص استكشاف جديدة. نتيجة لذلك، أعد الفريق قائمة بالمناطق المهمة والمناطق التي تحتاج إلى المزيد من المتابعة بالتنسيق مع شركات نفط عالية، إضافة إلى تحديد بعض المناطق الاستكشافية الواعدة.

قام الفريق أيضا بمراقبة أنشطة الحفر في بئر ماخاد (X-1) في باكستان، وأجرى تقييمات بتروفيزيائية للمكامن ونفذ برنامج اختبار شامل لضمان الكفاءة التشغيلية والحصول على بيانات عالية الجودة.

فريق إدارة أصول الاستكشاف

سورينام

قطاع 65

كوفبك 20 %

استحوذت كوفبك على قطاع استكشافي جديد قبالة سواحل سورينام، الواقعة على الساحل الشمالي لأمريكا الجنوبية، في ديسمبر 2025. يُمثل هذا الاستحواذ علامة فارقة لكوفبك، إذ يُتيح لها فرصة استراتيجية لدخول سوق جديدة وتوسيع محفظتها الاستكشافية الدولية في أحواض استكشافية واعدة.

باكستان

ماخاد

كوفبك 82.5 %

تم تنفيذ أعمال الاستحواذ على المسوحات الزلزالية ثلاثية الأبعاد لمساحة 150 كم²، والتي تغطي مكمن (Nuryal) قبل الجدول الزمني المحدد. كما تم استكمال الدراسات التحليلية والدراسات الفنية وتحديد موقع البئر، مما أتاح البدء بأعمال حفر بئر الاستكشاف (Makhad X-1) خلال الربع الأول من عام 2025. وقد وصل البئر إلى العمق الكلي البالغ 4,930 مترا في يوليو 2025، حيث تم إنجاز عمليات الحفر واختبارات البئر قبل الموعد المحدد وبتكلفة أقل من الميزانية المقررة.

أستراليا

WA-536-P

كوفبك 35 %

انتهى الترخيص الاستكشافي الخاص بهذا القطاع في الربع الأول من عام 2025.

مصر

قطاع 3 (شمال شرق العامرية)

كوفبك 40 %

لا يزال حوض دلتا النيل في جمهورية مصر العربية يمثل أحد المراكز الرئيسية لإنتاج الغاز، حيث تُقدر احتياطياته بنحو 200 تريليون قدم مكعب. وفي القطاع 3 (شمال شرق العامرية) التابع لكوفبك، تم تحقيق اكتشافين مهمين هما: بئر غرب مينا1X-، وهو اكتشاف غاز ومكثفات من العصر الميسيني في المياه الضحلة ويجري حاليا تطويره، وبئر خوفو1R-، وهو بئر عميق عالي الضغط أثبت وجود الغاز في مكامن رمال العصر الميوسيني السفلي.

وقد أسفرت أعمال معالجة البيانات الزلزالية ثلاثية الأبعاد التي جمعت مؤخرا في جنوب القطاع 3 عن نتائج عالية الجودة. كما أسهم دمج تقنيات الذكاء الاصطناعي والتعلم الآلي في عمليات معالجة البيانات الزلزالية في تحسين جودة التصوير الجوفي بشكل ملحوظ وتسريع وتيرة إنجاز الأعمال، بما يعزز موثوقية التفسير الجيولوجي ودعم القرارات الاستكشافية المستقبلية.

إندونيسيا

أمانة

كوفبك 30 %

يقع حقل أمانة في منطقة سومطرة البرية الجنوبية بمساحة إجمالية تبلغ 1,753 كيلومترا مربعا. تم الاستحواذ على القطاع في أكتوبر 2024، وأعقب ذلك توقيع اتفاقية التشغيل المشتركة مع الشركاء في مايو 2025. وقد أثبتت الأنشطة المبكرة تواجد النفط في القطاع.

ميلاتي

كوفبك 24.5 %

يقع حقل ميلاتي في جنوب شرق سولاويسي، إندونيسيا، ويغطي مناطق بحرية وبرية واسعة في حوض مانوي بمساحة إجمالية تبلغ 8,453 كيلومترا مربعا. تم الاستحواذ على القطاع في أكتوبر 2024، وأعقب ذلك توقيع اتفاقية التشغيل المشتركة مع الشركاء في يناير 2025، كما أكدت الأنشطة المبكرة على تواجد النفط في القطاع.


KUFPEC
KUPPEC



المبادرات المؤسسية

نفذ مكتب كوفبك الرئيسي عددا من المبادرات المهمة لمواكبة متطلبات التطوير والصناعة النفطية وقام بتعزيز التعاون مع شركات النفط العالمية. خلال هذا العام، تم الانتهاء من مرحلة تصميم مشروع فينكس، وتنقيح استراتيجية عام 2040 عبر التحليل الدقيق للمخاطر وتخطيط النمو. وحققت كوفبك أيضا سجلا خاليا من الحوادث، وأطلقت منصة (My-HSSE)، وكثفت جهودها في مجال الحوكمة البيئية والاجتماعية والمؤسسية، إضافة إلى تحسين أنظمة تنفيذ المشاريع والتميز التشغيلي.

تطوير الأعمال

واصلت كوفبك دورها الأساسي في دفع عجلة النمو الاستراتيجي وتحقيق أهدافها طويلة الأمد. في عام 2025، ركزت الشركة على تحديد وتقييم وتأمين فرص الاستكشاف والتطوير والإنتاج عالية القيمة، بما يتماشى مع استراتيجيتها للنمو وأهدافها لتحسين محفظة استثماراتها.
على مدار العام، نسقت كوفبك مع شركات نفط عالية وشركات نفط وطنية وشركاء استراتيجيين لتعزيز التعاون واستكشاف الفرص المشتركة، ورفع مكانة كوفبك كشريك عالي موثوق في قطاع الاستكشاف والإنتاج. كما قامت بدعم نماذج إطار عمل الشراكة الاستراتيجية مع شركات النفط العالية والشركاء الرئيسيين، مع التركيز على المناطق الجغرافية ذات الأهمية الأكبر وزيادة التعاون وتسريع النمو ودعم الأهداف الاستراتيجية طويلة الأمد. وقد أسهمت هذه الجهود في دخول كوفبك فرصة استكشافية في دولة سورينام مع شريك استراتيجي، مما عزز حضور الشركة في حوض استكشافي جديد.
كما استمرت كوفبك بتنفيذ خطة ترشيد محفظة استثماراتها، وإحراز تقدم في مفاوضات التخارج وتحسين استثمارات الأصول بما يتماشى مع أولوياتها وأهدافها في زيادة القيمة. خلال العام، تم التخلي عن قطاع (WA-536-P) في غرب أستراليا في إطار جهود الشركة لتحسين المحفظة وتعزيز الانضباط الرأسمالي.
ووفقا لرؤية كوفبك المستقبلية، ستواصل الشركة تركيزها على عمليات الاستحواذ الاستراتيجية والإدارة المحكمة لمحفظتها الاستثمارية وتعميق الشراكات التي تعزز مرونة كوفبك وقدرتها التنافسية ومسار نموها المستدام.

خدمات المكتب الرئيسي

نفذت كوفبك العديد من المبادرات لتعزيز الاستدامة والتطوير والكفاءة وكثفت جهودها في مجال الحفاظ على البيئة من خلال التعاون مع شركة محلية لإعادة التدوير وتشجيع الممارسات البيئية المسؤولة في مقرها الرئيسي.
كما أتمت بنجاح مرحلة التخطيط والتصميم لمشروع تجديد المبنى الرئيسي (Project Phoenix)، مما مهد الطريق لتنفيذه وإنجازه في الفترة المقبلة.
وتماشيا مع استراتيجية التحول الرقمي والتطوير المستمر للعمليات، تم إطلاق مركز إلكتروني جديد لطلبات خدمات الموظفين لتبسيط العمليات الداخلية.
لقد نظمت كوفبك العديد من الفعاليات والأنشطة الأخرى خلال العام مثل مبادرة «أسبوع صحي»،

والحفل السنوي، وزيارة مركز فرح التخصصي لرعاية وتأهيل كبار السن في إطار التزامها بالمسؤولية الاجتماعية والبيئية. وقد تعاونت دائرة الخدمات مع التخطيط الشامل وقسم الصحة والسلامة والبيئة لزراعة 1,000 شجرة سدر في محمية الجهراء الطبيعية مما يعكس التزام كوفبك بالمسؤولية الاجتماعية للشركات.

وقامت كوفبك بتحديث إجراءات المشتريات، إلى جانب تقديم نظام المناقصات الجديد في القطاع النفطي، والذي يهدف إلى تحسين عمليات الشراء وسير العمل بشكل عام في كل من المقر الرئيسي للشركة ومكاتبها الخارجية.

التخطيط

عززت كوفبك أهدافها المتمثلة في التميز التشغيلي والابتكار وتكامل الحوكمة البيئية والاجتماعية والمؤسسية من خلال إدارة الأداء والاستراتيجية وإدارة المشاريع الرأسمالية والمحافظ الاستثمارية.

في إطار إدارة الأداء والاستراتيجية، أجرت كوفبك تحليلا شاملا لاستراتيجية 2040، محددة المخاطر والفرص الرئيسية لتطوير خارطة الطريق الاستراتيجية للشركة. كما أتمت دراسة استراتيجية النمو التي حددت الركائز الاستراتيجية وعززت الشراكات مع شركات النفط العالمية. ولتطبيق استراتيجية 2040 على نطاق الشركة، أطلقت حملة تفاعلية تضمنت صفحة الكترونية جديدة ومواد تعريفية ومحاضرات شهرية إضافة إلى اختبار النظام الآلي لبطاقة الأداء المتوازن لإطلاقه الرسمي في عام 2026، وتطبيق حوكمة محدثة لبرنامج الحوافز السنوية للمدراء.

أما فيما يتعلق بإدارة المشاريع الرأسمالية والمحافظ الاستثمارية، فقد تم إعداد معايير كوفبك المؤسسية لإجراءات التقييم الاقتصادي، ما يُمثّل إنجازا تنظيميا مهما لتعزيز كفاءة واتساق تقييم المشاريع وعمليات اتخاذ القرار. كما تم دمج نموذج مالي جديد في خطة العمل الخمسية وأتمتة عمليات رصد رأس المال وإعداد التقارير كجزء من رؤية التحول الرقمي.

واستضافت كوفبك منتدى إدارة الأداء لعام 2025، مما عزز التعاون بين شركات الاستكشاف والإنتاج التابعة لمؤسسة البترول الكويتية من خلال تبادل أفضل الممارسات وعقد الحلقات النقاشية، وكذلك دعم أهداف الحوكمة البيئية والاجتماعية والمؤسسية من خلال مبادرات بيئية، بما في ذلك زراعة 1,000 شجرة سدر في محمية الجهراء الطبيعية.

المالية

نفذت كوفبك مبادرات تحويلية عززت الحوكمة وحسنت الكفاءة التشغيلية ودعمت النمو الاستراتيجي في جميع عمليات الشركة العالمية. بالإضافة إلى ذلك أتمت الشركة إنجازا مهما في إندونيسيا، حيث تم وضع أول إجراءات مالية ومحاسبية شاملة ومفصلة، تعكس إرشادات موحدة للعمليات المهمة لضمان التوافق والاتساق.

كما طبقت نظام الفواتير النسبية المشتركة، مما عزز الشفافية والدقة في تخصيص تكاليف المشاريع المشتركة في مشروع أنامباس. أما في ماليزيا، فقد أثمرت الجهود المبذولة عن أول حزمة محاسبية خاصة لمكتب ماليزيا، مما عزز توحيد التقارير المالية عبر المكاتب الخارجية والمكتب الرئيسي.

وأتمت الشركة العمل على العديد من التحسينات لإجراءات ومبادرات أتمتة الضوابط الداخلية والكفاءة في المكتب الرئيسي، بما في ذلك تطبيق سجل موافقات البريد الإلكتروني لمهمات السفر وتحسين آليات مراقبة الميزانية، مما عزز المساءلة وحسن استغلال الموارد.

كما نجحت الشركة في حل 27% من نتائج تدقيق المشاريع المشتركة العالقة، مما يُظهر إدارة استباقية للمخاطر والالتزام بالمعايير الدولية. وتضمن هذه الجهود بقاء الأنظمة المالية في كوفبك بمستوى عال من المرونة والشفافية والتوافق مع أفضل الممارسات العالمية.

القوى العاملة

أحرزت كوفبك تقدما ملحوظا في تعزيز مواردها البشرية، بما يتماشى مع أهدافها الاستراتيجية المتمثلة في الربحية المستدامة والتميز التشغيلي والنمو طويل الأمد. لقد قامت الشركة بزيادة قواها العاملة من خلال توظيف أكثر من 30 موظف جديد، من بينهم 21 من الكوادر الشابة، من خلال حملة توظيف الخريجين الجدد في مؤسسة البترول الكويتية، مما ساهم في تحقيق التزامها بتطوير كوادر مؤهلة قادرة على تلبية تطلعاتها المستقبلية.

ولتطوير القدرات وتحسين الأداء، قامت الشركة بتطبيق برنامج متكامل للتطوير المهني يضم برامج تدريبية مصممة لتعزيز الإبداع والتواصل والعمل الجماعي وبناء الثقة، كما استفاد العاملون من فرص الابتعاث الخارجي لزيادة المعرفة وتبادل الخبرات في القطاع النفطي عبر المبادرة الاستراتيجية للتنقل العالمي والتي تهدف إلى زيادة الخبرات في مختلف التخصصات. في عام 2025، التحق 13 موظفا ببرامج تطوير

متخصصة، وتم توفير 8 فرص ايفاد عالية، وشارك 16 موظفا في برامج الالتحاق الخارجي، وذلك لضمان قوة عاملة ماهرة وقادرة على مواكبة التغيرات.
لقد استمر التميز التقني كمحور أساسي ضمن جهود كوفبك حيث قدمت أربع فرص ضمن إطار السلم المهني الفني لدعم الخبرات التقنية والابتكار. إضافة إلى ذلك، أطلقت الشركة برنامج (K-Talent) لتسريع تطوير أداء العاملين المتميزين وإمكانياتهم. كما شارك ثلاثة عشر موظفا في تدريبات على القيادة والتفكير الاستراتيجي واتخاذ القرارات لتحسين مهارات القيادة وزيادة فرص النجاح على المدى الطويل.

التجارية

قامت كوفبك بدور محوري في تحقيق الأهداف الاستراتيجية والتشغيلية لمؤسسة البترول الكويتية، إذ ساهمت في «دراسة الجدوى لجميع نماذج المخاطر الكمية» التي أجرتها المؤسسة، مما أثر على عملية صنع القرار الاستراتيجي وعزز تكامل نماذج المخاطر بما يعكس ديناميكيات المشاريع وعمليات الدمج الجارية وجعل إدارة المخاطر المؤسسية في كوفبك مساهما رئيسيا في تعزيز إدارة المخاطر على مستوى المؤسسة.
ونجحت الشركة في إدارة تجديد برنامج تأمين حزمة الطاقة بأسعار مناسبة، وتنفيذ دراسة عن خسارة الأرباح في منشآت كوفبك كندا وضمان بيع آمن وسلس للمنتجات، بما في ذلك سوائل الغاز الطبيعي. كما سهّلت اتفاقية بيع غاز غرب مينا في مصر، مما دفع المشروع في المضي قدما في عملية التطوير.
على الصعيد المالي، عززت الشركة السيولة وحسّنت العوائد المالية وخفضت أسعار الضمانات المصرفية وأقامت علاقات مصرفية تنافسية لعاملات العملات الأجنبية. وقد عملت على ضمان الامتثال لقوانين الضرائب العالمية، بما يتماشى مع مبادئ تسعير التحويل وضريبة الشركات، ونجحت في خفض معدل ضريبة الدخل لمشروع أنامباس من 32.5% إلى 29.8%، وكذلك دعم النمو الاستراتيجي للشركة.

التميز الفني

قادت كوفبك عمليات تعزيز التميز التشغيلي والتحول الرقمي والاستدامة في جميع أنحاء الشركة من خلال بذل كافة الجهود الممكنة لتحقيق أهدافها الاستراتيجية خلال هذا العام.
لقد حققت الشركة أداء عاليا مميزا في مجال السلامة دون تسجيل أي حوادث، وأطلقت منصة (My-HSSE) المطورة داخليا، إضافة إلى دعم ممارسات الحوكمة البيئية والاجتماعية والمؤسسية ومبادرات تحول الطاقة والمعايير الفنية الرئيسية. وقامت بدعم عمليات تسليم المشاريع من خلال إرشادات محدثة لمراجعة النظراء ومراجعات فنية شاملة ووضع الأساس لنظام إدارة التميز التشغيلي الجديد.
قامت كوفبك كذلك بتعزيز الأمن السيبراني والجاهزية الرقمية من خلال الحصول على شهادة (ISO/IEC 27001:2022)، وتطبيق سياسة تصنيف البيانات، وتطوير استراتيجية (Cloud-First)، مع إظهار الريادة العالية في الابتكار الرقمي. كما أطلقت المركز الرقمي لكوفبك وأنظمة داخلية متعددة وتحسين مركزية البيانات وتعزيز الوعي الرقمي على مستوى الشركة.
وأطلقت كوفبك أول محفظة ابتكار لها والتي ركزت على أربع أولويات: رصد وتحليل السوق وإدارة المحافظ الاستراتيجية والتميز التشغيلي وريادة الأعمال وتحقيق التكامل ونقل المعرفة.
وفي إطار رحلة التحول الرقمي للشركة، أطلقت كوفبك منصة «مسار» لإدارة المحتوى المؤسسي والمراسلات الداخلية والخارجية لجميع موظفي المكتب الرئيسي، بما يتماشى مع استراتيجية التحول الرقمي لمؤسسة البترول الكويتية ودعم التميز التشغيلي.

الدعم الإداري

لعبت كوفبك دورا محوريا في ضمان انسيابية العمليات وتعزيز الأهداف الاستراتيجية للشركة خلال عام 2025، مما ساهم في ترسيخ الامتثال والشفافية في جميع الأنشطة وتعزيز رضا أصحاب المصلحة.
كما قدمت الدعم المطلوب لمجلس الإدارة ولجانه الفرعية ولجنة القيادة، من خلال تعزيز فعالية اتخاذ القرار والرقابة، إضافة إلى التنسيق المستمر مع الجهات الرقابية والحكومية، وعلى رأسها ديوان المحاسبة والتدقيق الداخلي لمؤسسة البترول الكويتية، لضمان الرد على ملاحظات التدقيق في الوقت المناسب. كما حرصت على تزويد الجهات المعنية بآخر المستجدات والمعلومات بشكل دوري.
وفي إطار التحول الرقمي، عملت كوفبك على تطوير نظام إدارة الوثائق والمستندات، بما يعزز التحكم

في إصدار وتصديق المستندات، ويضمن الشفافية والمساءلة والامتثال عبر جميع الأقسام، مع جاهزية النظام لتلبية الاحتياجات المستقبلية. بالإضافة إلى ذلك، تم إطلاق لوحة معلومات آلية لإدارة ومتابعة جميع عمليات التدقيق.
وتأكيدا على معاييرها التشغيلية العالية، نجحت الشركة في تجديد وترقية ثلاث شهادات دولية للتوحيد القياسي (ISO): الجودة، الصحة والسلامة المهنية، وأمن المعلومات، مما يعكس التزام الشركة بالتميز والابتكار وضمان عمليات آمنة وفعالة ومستدامة.

المساهمات القانونية

بذل فريق كوفبك القانوني جهودا حثيثة لإتمام صفقات استحواذ جديدة والتي من المتوقع أن تلعب دورا مهما في تحقيق الأهداف الاستراتيجية للشركة. كما واصل الفريق دعم الدوائر المختلفة من خلال تقديم إرشادات قانونية شاملة، لا سيما في المسائل المتعلقة بالعقود والإجراءات القانونية اللازمة لكثير من المسائل التي تحتاج إلى الرأي القانوني.
كما لعب الفريق دورا فعالا في التخارج من بعض القطاعات في إطار مبادرة مستمرة لتحسين وترشيد محفظة الشركة. ومن المتوقع أن تُمكّن هذه الخطوة الاستراتيجية كوفبك من التركيز بشكل أكثر فعالية على المشاريع والفرص عالية القيمة التي تتوافق بشكل أفضل مع رؤية الشركة واستراتيجيتها على المدى الطويل.


K
UWAIT
20
TWENTY
Dinars



الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) وشركاتها التابعة

دولة الكويت

البيانات المالية المجمعة وتقرير مراقب الحسابات المستقل

للسنة المالية المنتهية في **31** ديسمبر **2025**



المحتويات	الصفحات
تقرير مراقب الحسابات المستقل	53-51
بيان الدخل المجمع	54
بيان الدخل الشامل المجمع	55
بيان المركز المالي المجمع	56
بيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع	57
بيان التدفقات النقدية المجمع	58
إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة	99 - 59

تقرير مراقب الحسابات المستقل

إلى السادة مساهمي الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة)
دولة الكويت

تقرير حول تدقيق البيانات المالية المجمعة

الرأي
لقد دققنا البيانات المالية المرفقة للشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) ("الشركة الأم") وشركاتها التابعة (يشار إليهم مجتمعين بإسم "المجموعة") والتي تتألف من بيان الدخل المجمع، وبيان الدخل الشامل المجمع، وبيان المركز المالي المجمع كما في 31 ديسمبر 2025، وبيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع وبيان التدفقات النقدية المجمع للسنة المالية المنتهية بذلك التاريخ، وإيضاحات حول البيانات المالية المجمعة بما فيها معلومات السياسات المحاسبية المادية.

برأينا أن البيانات المالية المجمعة المرفقة تعبر بصورة عادلة، من جميع النواحي المادية، عن المركز المالي للمجموعة كما في 31 ديسمبر 2025 وعن أدائها المالي المجمع وتدفقاتها النقدية المجمعة للسنة المالية المنتهية بذلك التاريخ وفقًا للمعايير المحاسبية الدولية لإعداد التقارير المالية الصادرة من مجلس معايير المحاسبة الدولية (المعايير المحاسبية الدولية لإعداد التقارير المالية).

أساس الرأي
لقد قمنا بأعمال التدقيق وفقًا للمعايير الدولية للتدقيق. إن مسؤوليتنا بموجب هذه المعايير مبينة بمزيد من التفصيل في الجزء الخاص بمسؤوليات مراقب الحسابات بشأن تدقيق البيانات المالية المجمعة الوارد في هذا التقرير. إننا مستقلون عن المجموعة وفقًا لميثاق الأخلاقيات المهنية للمحاسبين المهنيين الصادر عن المجلس الدولي لمعايير الأخلاقيات المهنية للمحاسبين والمتطلبات الأخلاقية المتعلقة بتدقيقنا للبيانات المالية المجمعة في دولة الكويت. لقد استوفينا مسؤولياتنا الأخلاقية الأخرى وفقًا لتلك المتطلبات والميثاق. باعتقادنا أن أدلة التدقيق التي حصلنا عليها تعتبر كافية وملائمة لتقديم أساس يمكننا من إبداء رأينا.

معلومات أخرى
إن أعضاء مجلس الإدارة مسؤولون عن المعلومات الأخرى. تتكون المعلومات الأخرى من تقرير مجلس الإدارة (باستثناء البيانات المالية المجمعة وتقرير تدقيقنا عليها) والذي حصلنا عليها قبل تاريخ هذا التقرير، والتقرير السنوي الكامل للمجموعة والذي نتوقع أن يتم إتاحته لنا بعد ذلك التاريخ.

إن رأينا حول البيانات المالية المجمعة لا يشمل الجزء الخاص بالمعلومات الأخرى ولم ولن نعبر في الوقت الحالي أو مستقبلًا عن أي نوع من نتائج التأكيد بشأنها.

فيما يتعلق بتدقيقنا للبيانات المالية المجمعة، فإن مسؤوليتنا هي قراءة المعلومات الأخرى الواردة أعلاه، وأن نأخذ في الاعتبار ما إذا كانت المعلومات الأخرى غير متناسقة بشكل مادي مع البيانات المالية المجمعة أو المعلومات التي حصلنا عليها من خلال التدقيق، أو بطريقة أخرى، اذا ما كانت تتضمن أخطاء مادية.

في حالة استنتاجنا، بناءً على العمل الذي قمنا به بشأن المعلومات الأخرى التي حصلنا عليها قبل تاريخ تقرير مراقب الحسابات، أن هناك خطأ ماديًا في تلك المعلومات الأخرى، فإننا مطالبين بالإبلاغ عن ذلك في تقريرنا. ليس لدينا ما نفصح عنه في هذا الشأن.

في حال استنتجنا وجود خطأ مادي عند اطلاعنا على التقرير السنوي الكامل للمجموعة، فإنه يتوجب علينا الإبلاغ عن ذلك للمسؤولين عن الحوكمة.

تقرير مراقب الحسابات المستقل (تتمة)

إلى السادة مساهمي الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة)
دولة الكويت

تقرير حول تدقيق البيانات المالية المجمعة (تتمة)

مسؤوليات الإدارة والمسؤولين عن الحوكمة للبيانات المالية المجمعة
إن الإدارة هي المسؤولة عن الإعداد والعرض العادل لهذه البيانات المالية المجمعة وفقاً للمعايير المحاسبة الدولية لإعداد التقارير المالية وعن أدوات الرقابة الداخلية التي تراها الإدارة ضرورية لإعداد بيانات مالية مجمعة تكون خالية من الأخطاء المادية بسبب الغش أو الخطأ.

عند إعداد البيانات المالية المجمعة، تتولى الإدارة مسؤولية تقييم قدرة المجموعة على الاستمرار في النشاط ككيان مستمر والإفصاح، حيثما انطبق ذلك، عن الأمور المتعلقة بالاستمرارية واستخدام مبدأ الاستمرارية المحاسبي ما لم تنوي الإدارة تصفية المجموعة أو وقف عملياتها أو عندما لا يكون لديها بديلاً واقعيًا سوى القيام بذلك.

يتولى المسؤولون عن الحوكمة مسؤولية الإشراف على عملية إعداد التقارير المالية الخاصة بالمجموعة.

مسؤوليات مراقب الحسابات عن تدقيق البيانات المالية المجمعة
إن هدفنا هو الحصول على تأكيد معقول حول ما إذا كانت البيانات المالية المجمعة ككل خالية من الأخطاء المادية، سواء بسبب الغش أو الخطأ، وكذلك إصدار تقرير مراقب حسابات يتضمن رأينا. إن التأكيد المعقول يعتبر درجة عالية من التأكيد، لكنه ليس ضماناً على أن التدقيق المنفذ وفقاً لمعايير التدقيق الدولية سيُظهر دائماً الخطأ المادي في حالة وجوده. يمكن أن تنتج الأخطاء من الغش أو الخطأ ويتم اعتبارها مادية، بشكل فردي أو مجمعة، إذا كان متوقعاً أن تؤثر على القرارات الاقتصادية لمستخدميها والتي يتم اتخاذها بناءً على هذه البيانات المالية المجمعة.

كجزء من التدقيق وفقًا لمعايير التدقيق الدولية، اتخذنا أحكامًا مهنيةً وحافظنا على الحيطة المهنية خلال أعمال التدقيق. كما قمنا بما يلي:

- تحديد وتقييم مخاطر الأخطاء المادية في البيانات المالية المجمعة سواءً كانت ناتجة عن الغش أو الخطأ، ووضع وتنفيذ إجراءات التدقيق الملائمة لتلك المخاطر، وكذلك الحصول على أدلة تدقيق كافية ومناسبة لتقديم أساس يمكننا من إبداء رأينا. إن مخاطر عدم اكتشاف خطأ مادي ناتج عن الغش تفوق مخاطر عدم اكتشاف تلك الناتجة عن الخطأ، حيث إن الغش قد يتضمن التواطؤ أو التزوير أو الحذف المتعمد أو التضليل أو تجاوز الرقابة الداخلية.
- فهم أدوات الرقابة الداخلية المتعلقة بعملية التدقيق لوضع إجراءات التدقيق الملائمة للظروف ولكن ليس بهدف إبداء رأي حول فعالية الرقابة الداخلية للمجموعة.
- تقييم مدى ملاءمة السياسات المحاسبية المستخدمة ومدى معقولية التقديرات المحاسبية والإفصاحات ذات الصلة المقدمة من قبل إدارة المجموعة.
- التوصل إلى مدى ملاءمة استخدام الإدارة لأساس مبدأ الاستمرارية المحاسبي. استناداً إلى أدلة التدقيق التي حصلنا عليها، سوف نقوم بتحديد ما إذا كان هناك شك مادي متعلق بالأحداث أو الظروف والذي يمكن أن يثير شكًا جوهريًا حول قدرة المجموعة على متابعة أعمالها على أساس مبدأ الاستمرارية. وفي حالة التوصل إلى وجود شك مادي، سوف نأخذ بعين الاعتبار في تقرير مراقب الحسابات، الإفصاحات ذات الصلة في البيانات المالية المجمعة أو تعديل رأينا في حالة عدم ملاءمة الإفصاحات. إن استنتاجاتنا سوف تستند إلى أدلة التدقيق التي حصلنا عليها حتى تاريخ تقرير مراقب الحسابات. على الرغم من ذلك، قد تتسبب الأحداث أو الظروف المستقبلية في توقف المجموعة عن الاستمرار على أساس مبدأ الاستمرارية.
- تقييم العرض الشامل للبيانات المالية المجمعة وهيكلها والبيانات المتضمنة فيها بما في ذلك الإفصاحات. إضافة إلى ذلك، تقييم ما إذا كانت البيانات المالية المجمعة تعبر عن المعاملات الأساسية والأحداث ذات الصلة على نحو يحقق العرض العادل.
- الحصول على أدلة تدقيق كافية ومناسبة حول المعلومات المالية الشركات أو الأنشطة التجارية داخل المجموعة لإبداء رأي حول البيانات المالية المجمعة. إننا مسؤولون عن إبداء التوجيهات والإشراف على عملية التدقيق وتنفيذها للمجموعة. ونتحمل المسؤولية عن رأي التدقيق فقط.

إننا نتواصل مع المسؤولين عن الحوكمة حول عدة أمور من بينها النطاق المخطط لأعمال التدقيق وتوقيتها ونتائج التدقيق الجوهرية بما في ذلك أي أوجه قصور جوهرية في أدوات الرقابة الداخلية التي يتم تحديدها أثناء أعمال التدقيق.

تقرير مراقب الحسابات المستقل (تتمة)

إلى السادة مساهمي الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة)
دولة الكويت

تقرير عن المتطلبات القانونية والأمور التنظيمية الأخرى

بالإضافة إلى ذلك، برأينا، أن الشركة الأم تمسك سجلات محاسبية منتظمة وأن البيانات المالية المجمعة متفقة مع ما هو وارد في تقرير مجلس إدارة الشركة الأم فيما يخص البيانات المالية المجمعة. كذلك فقد حصلنا على المعلومات والإيضاحات التي رأيناها ضرورية لأغراض التدقيق، وأن البيانات المالية المجمعة تتضمن المعلومات التي يتطلبها قانون الشركات رقم 1 لسنة 2016، ولائحته التنفيذية وتعديلاتهما اللاحقة، وعقد التأسيس والنظام الأساسي للشركة الأم وتعديلاتهما اللاحقة، وأن الجرد قد أجري وفقا للأصول المرعية، ولم يرد لعلمنا أية مخالفات لأحكام قانون الشركات رقم 1 لسنة 2016، ولائحته التنفيذية وتعديلاتهما اللاحقة، أو لعقد التأسيس والنظام الأساسي للشركة الأم وتعديلاتهما اللاحقة، خلال السنة المالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025 على وجه يؤثر ماديا في نشاط الشركة الأم أو في مركزها المالي.

قيس محمد النصف
مراقب حسابات ترخيص رقم 38 فئة "أ"
BDO النصف وشركاه

الكويت: 29 مارس 2026

الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) وشركاتها التابعة
دولة الكويت

بيان الدخل المجمع
للسنة المالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025
(كافة المبالغ مذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	الإيضاحات	2025 دينار كويتي	2024 دينار كويتي
العمليات المستمرة			
الإيرادات من العقود مع العملاء	5	454,646	449,014
تكلفة العمليات	6	(313,465)	(277,573)
صافي (خسائر الانخفاض في القيمة) / رد الانخفاض في القيمة	7	(1,145)	40,999
مجمل الربح		140,036	212,440
تكاليف الاستكشاف	13	(5,753)	(8,722)
المصروفات العمومية والإدارية	8	(10,742)	(10,180)
مخصص خسائر ائتمانية متوقعة	17	(168)	-
صافي مصاريف أخرى	9	(4,507)	(785)
الربح التشغيلي		118,866	192,753
إيرادات التمويل		48,060	50,217
تكاليف التمويل	10	(8,697)	(10,087)
صافي إيرادات التمويل		39,363	40,130
الربح من العمليات المستمرة قبل الضرائب ومكافأة أعضاء مجلس الإدارة		158,229	232,883
مصروف الضرائب	11	(51,008)	(66,669)
مكافأة أعضاء مجلس الإدارة		(46)	(45)
صافي ربح السنة من العمليات المستمرة		107,175	166,169
العمليات المتوقفة			
صافي ربح السنة من العمليات المتوقفة، بعد خصم الضرائب	21	-	60,062
صافي ربح السنة		107,175	226,231

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) وشركاتها التابعة
دولة الكويت

بيان الدخل الشامل المجمع
للسنة المالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025
(كافة المبالغ مذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
صافي ربح السنة	107,175	226,231
بنود (الخسارة) / الدخل الشامل الآخر:		
بنود يجوز إعادة تصنيفها إلى بيان الدخل المجمع:		
التغير في فروقات احتياطي ترجمة عملة أجنبية	(7,687)	5,495
(الخسارة) / الدخل الشامل الآخر للسنة	(7,687)	5,495
إجمالي الدخل الشامل للسنة	99,488	231,726

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

بيان المركز المالي المجمع
كما في 31 ديسمبر 2025
(كافة المبالغ مذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	الإيضاحات	2025 دينار كويتي	2024 دينار كويتي
الموجودات			
الموجودات غير المتداولة			
ممتلكات ومنشآت ومعدات	12	1,623,741	1,645,335
موجودات الاستكشاف والتقييم	13	275,775	316,258
موجودات الضريبة المؤجلة	14	1,187	3,130
موجودات حق الاستخدام	15	2,550	2,656
		1,903,253	1,967,379
الموجودات المتداولة			
مخزون	16	23,556	23,791
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى	17	130,917	152,398
ودائع لأجل	19	791,597	249,256
نقد ونقد معادل	20	208,435	633,944
		1,154,505	1,059,389
موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع	21	24,604	22,392
		1,179,109	1,081,781
إجمالي الموجودات		3,082,362	3,049,160
حقوق الملكية والمطلوبات			
حقوق الملكية			
رأس المال	22	1,200,000	1,200,000
إحتياطي إجباري	22	101,961	91,243
إحتياطي اختياري	22	101,961	91,243
إحتياطي ترجمة عملة أجنبية		(256,389)	(248,702)
ارباح مرحلة		85,742	180,985
إجمالي حقوق الملكية		1,233,275	1,314,769
المطلوبات			
المطلوبات غير المتداولة			
مطلوبات الإيجار	15	2,282	2,270
مطلوبات الضريبة المؤجلة	14	100,037	114,928
مخصص الإزالة	23	158,800	169,615
مكافأة نهـاية الخدمة للموظفين	24	20,030	20,937
		281,149	307,750
المطلوبات المتداولة			
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى	25	85,259	95,579
مطلوبات الإيجار	15	644	618
مطلوبات ضريبية		11,784	22,784
المستحق إلى الشركة الأم الرئيسية	18	1,365,604	1,238,801
مخصص الإزالة	23	93,826	56,865
		1,557,117	1,414,647
مطلوبات متعلقة بموجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع	21	10,821	11,994
		1,567,938	1,426,641
إجمالي المطلوبات		1,849,087	1,734,391
إجمالي حقوق الملكية والمطلوبات		3,082,362	3,049,160

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

السيد/ محمد راشد جاسم
رئيس مجلس الإدارة

السيد/ عبدالله فهد العصيمي
نائب الرئيس التنفيذي للشؤون المالية والإدارية

الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) وشركاتها التابعة
دولة الكويت

بيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع
للسنة المالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025
(كافة المبالغ مذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	رأس المال	احتياطي إجباري	احتياطي اختياري	احتياطي ترجمة عملة أجنبية	أرباح مرحلة	إجمالي حقوق الملكية
	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في 1 يناير 2024	1,200,000	68,620	68,620	(254,197)	53,194	1,136,237
صافي ربح السنة	-	-	-	-	226,231	226,231
الدخل الشامل الآخر	-	-	-	5,495	-	5,495
إجمالي الدخل الشامل للسنة	-	-	-	5,495	226,231	231,726
توزيعات للمساهمين (إيضاح 1)	-	-	-	-	(53,194)	(53,194)
المحول الي الاحتياطيات	-	22,623	22,623	-	(45,246)	-
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024	1,200,000	91,243	91,243	(248,702)	180,985	1,314,769
الرصيد كما في 1 يناير 2025	1,200,000	91,243	91,243	(248,702)	180,985	1,314,769
صافي ربح السنة	-	-	-	-	107,175	107,175
الخسارة الشاملة الأخرى	-	-	-	(7,687)	-	(7,687)
إجمالي (الخسارة) / الدخل الشامل للسنة	-	-	-	(7,687)	107,175	99,488
توزيعات للمساهمين (إيضاح 1)	-	-	-	-	(180,982)	(180,982)
المحول الي الاحتياطيات	-	10,718	10,718	-	(21,436)	-
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025	1,200,000	101,961	101,961	(256,389)	85,742	1,233,275

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

بيان التدفقات النقدية المجمع
للسنة المالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025
(كافة المبالغ مذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	الإيضاحات	2025 دينار كويتي	2024 دينار كويتي
التدفقات النقدية من الأنشطة التشغيلية			
ربح السنة من العمليات المستمرة قبل الضرائب ومكافأة أعضاء مجلس الإدارة		158,229	232,883
ربح السنة من العمليات المتوقفة، بعد خصم الضرائب	21	-	60,062
تعديلات لـــ:			
الاستهلاك والاستنفاذ والإطفاء	12	200,421	172,186
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	13	3,705	6,988
استهلاك موجودات حق الاستخدام	15	484	484
صافي خسائر الانخفاض في القيمة / (رد الانخفاض في القيمة) في ممتلكات النفط والغاز		315	(40,999)
صافي خسائر الانخفاض في قيمة موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع		830	-
صافي مخصص مخزون بطيء الحركة	16	434	367
صافي مخصص مخزون بطيء الحركة ضمن موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع		47	-
إيرادات التمويل		(48,060)	(50,217)
ربح من بيع ممتلكات ومنشآت ومعدات	9	(21)	(116)
تكاليف التمويل		8,697	10,087
مخصص خسائر ائتمانية متوقعة		168	-
ربح من بيع صافي موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع	21	-	(60,062)
مخصص مكافأة نهاية الخدمة للموظفين	24	2,905	2,615
		328,154	334,278
التغيرات في الموجودات والمطلوبات التشغيلية			
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى		16,847	(16,573)
مخزون		(243)	(3,080)
موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع (بالصافي)		(4,533)	(2,191)
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى		(10,337)	8,098
صافي النقد الناتج من العمليات		329,888	322,723
ضرائب مدفوعة		(73,913)	(51,744)
مكافآت نهاية الخدمة المدفوعة للموظفين	24	(3,614)	(5,329)
مكافأة مدفوعة لأعضاء مجلس الإدارة		(29)	(43)
صافي النقد الناتج من الأنشطة التشغيليّة		252,332	265,607
التدفقات النقدية من الأنشطة الاستثمارية			
صافي المصروفات لممتلكات ومنشآت ومعدات	12	(113,217)	(73,829)
إيرادات التمويل المستلمة		52,524	54,681
مصروفات تخص موجودات استكشاف وتقييم	13	(10,565)	(42,387)
سداد تكاليف الإزالة	23	(15,353)	(21,181)
المحصل من استبعاد صافي موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع		-	143,147
المحصل من استبعاد ممتلكات ومنشآت ومعدات		386	964
صافي الحركة على ودائع لأجل		(542,341)	225,516
صافي التدفقات النقدية (المستخدمة في) / الناتجة من الأنشطة الاستثمـارية		(628,566)	286,911
التدفقات النقدية من الأنشطة التمويلية			
سداد مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية		(41,220)	(94,390)
سداد مطلوبات الإيجار		(561)	(581)
توزيعات نقدية		-	(53,194)
تكاليف تمويل مدفوعة		(167)	(379)
صافي التدفقات النقدية المستخدمة في الأنشطة التمويلية		(41,948)	(148,544)
صافي (النقص) / الزيادة في نقد ونقد معادل		(418,182)	403,974
فروق تحويل ناتجة عن تحويل عملة أجنبية		(7,327)	7,503
نقد ونقد معادل في بداية السنة		633,944	224,658
نقد ونقد معادل في نهاية السنة	20	208,435	633,944

إن الإيضاحات المرفقة على الصفحات من 9 إلى 49 تشكل جزءًا لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

1 التأسيس والأنشطة

إن الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) ("الشركة الأم") تم تسجيلها في الكويت في سنة 1981 كشركة تابعة مملوكة بالكامل لمؤسسة البترول الكويتية ("الشركة الأم الرئيسية")، وعنوانها المسجل هو صندوق بريد 5291 الصفاة، 13053 – دولة الكويت. تتمثل الأنشطة الرئيسية للشركة وشركاتها التابعة (يشار إليهم معاً بـ "المجموعة") في مجال الاستكشافات وتطوير النفط والغاز خارج دولة الكويت. يعرض (إيضاح 18) معلومات حول العلاقات مع الطرف الآخر ذي العلاقة للشركة.

انعقدت الجمعية العمومية السنوية للمساهمين للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2024 بتاريخ 3 يونيو 2025 وقامت باعتماد البيانات المالية المجمعة للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، وتمت الموافقة على توزيعات نقدية للمساهمين بمبلغ 180,982 دينار كويتي.

انعقدت الجمعية العمومية السنوية للمساهمين للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2023 بتاريخ 3 يوليو 2024 وقامت باعتماد البيانات المالية المجمعة للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2023. وتمت الموافقة علي توزيعات نقدية للمساهمين بمبلغ 53,194 دينار كويتي وهو ما يعادل رصيد الأرباح المرحلة كما في 31 ديسمبر 2023.

تم اعتمـاد إصدار هذه البيانات المـالية المجمعة من قبل مجلس الإدارة بتاريخ 29 مارس 2026. ويحق للجمعية العمومية السنوية تعديل هذه البيانات المـالية المجمعة بعد إصدارهـا.

1.1 أساس الإعداد

تم إعداد البيانات المالية المجمعة للمجموعة وفقًا للمعايير المحاسبة الدولية لإعداد التقارير المالية والتفسيرات الصادرة عن لجنة تفسيرات المعايير الدولية للتقارير المالية واجبة التطبيق على الشركات التي ترفع تقاريرهـا وفقًا لتلك المعايير وقانون الشركات رقم 1 لسنة 2016 ولائحته التنفيذية وتعديلاتهما اللاحقة.

إن إعداد البيانات المالية المجمعة وفقاً للمعايير المحاسبة الدولية لإعداد التقارير المالية يتطلب اتباع بعض التقديرات المحاسبية الهامة كما يتطلب من الإدارة أن تمارس تقديراتها في عملية تطبيق سياسات المجموعة المحاسبية. يتم الإفصاح عن المناطق التي تنطوي على درجة كبيرة من التقدير أو التعقيد أو المناطق التي تكون فيها الافتراضات والتقديرات هامة للبيانات المالية المجمعة كما هو موضح في (إيضاح 4).

1.1.2 مبدأ التكلفة التاريخية

تم إعداد البيانات المالية المجمعة وفقاً لأساس التكلفة التاريخية.

1.2 مفهـوم محاسبي أسـاسي

خلال السنة، حققت المجموعة صافي ربح بمبلغ 107,175 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: صافي ربح بمبلغ 226,231 دينار كويتي)، وكما في 31 ديسمبر 2025، تجاوزت المطلوبات المتداولة الموجودات المتداولة للمجموعة بمبلغ 388,829 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 344,860 دينار كويتي).

بالرغم مما ورد أعلاه، تم إعداد البيانات المالية المجمعة وفقا لمبدأ الاستمرارية حيث التزمت الشركة الأم الرئيسية بتقديم الدعم المالي. إن البيانات المالية المجمعة لا تتضمن أي تعديلات تتعلق بإمكانية استرداد وتصنيف قيمة الموجودات المسجلة وتصنيف المطلوبات.

2 تطبيق المعايير المحاسبية الدولية لإعداد التقارير المالية الجديدة والمعدلة

أ) معايير وتفسيرات وتعديلات جديدة سارية من 1 يناير 2025

إن السياسات المحاسبية المستخدمة في إعداد البيانات المالية المجمعة مماثلة لتلك المطبقة في السنة السابقة باستثناء التغيرات الناتجة عن تطبيق بعض المعايير الجديدة والمعدلة للمعايير المحاسبية الدولية لإعداد التقارير المالية تبدأ في أو بعد 1 يناير 2025 (ما لم يذكر خلاف ذلك) وبيانها كالتالي.

تعديلات على معيار المحاسبة الدولي 21 - عدم قابلية تحويل العملات
في أغسطس 2023، أصدر مجلس معايير المحاسبة الدولية تعديلات على معيار المحاسبة الدولي 21 تأثير التغيرات في أسعار صرف العملات الأجنبية لتحديد كيفية تقييم المنشأة لما إذا كانت العملة قابلة للتحويل وكيفية تحديد سعر الصرف الفوري في حال عدم القابلية لتحويل العملات. كما تتطلب التعديلات الإفصاح عن المعلومات التي تُمكّن مستخدمي بياناتها المالية من فهم كيفية تأثير أو توقع حدوث تأثير لعدم قابلية العملة للتحويل مع عملة أخرى على الأداء والمركز المالي والتدفقات النقدية للمنشأة.

لم يكن للتعديلات تأثير مادي على البيانات المالية المجمعة للمجموعة.

ب) معايير وتفسيرات صادرة لكنها غير سارية بعد

أصدر مجلس معايير المحاسبة الدولية عددًا من المعايير والتعديلات على المعايير والتفسيرات والتي تسري في الفترات المحاسبية المستقبلية والتي قررت المجموعة عدم تطبيقها مبكرًا.

تسري التعديلات التالية على الفترة التي تبدأ في 1 يناير 2026:
- *تعديلات على تصنيف وقياس الأدوات المالية (تعديلات على المعيار الدولي للتقارير المالية 9 الأدوات المالية والمعيار الدولي للتقارير المالية 7).*

تسري المعايير والتعديلات التالية على فترة التي تبدأ في 1 يناير 2027:
- *المعيار الدولي للتقارير المالية 18 العرض والإفصاح في البيانات المالية.*
- *المعيار الدولي للتقارير المالية 19 الشركات التابعة غير الخاضعة للمساءلة العامة: الإفصاحات.*

ان المجموعة حاليًا بصدد تقييم تأثير هذه المعايير المحاسبية الجديدة والتعديلات.

3 معلومات السياسات المحاسبية المادية

3.1 مبادئ التجميع ومحاسبة حقوق الملكية

(أ) الشركات التابعة
الشركات التابعة هي كافة المنشآت التي يكون للمجموعة السيطرة عليها (بما في ذلك المنشآت المهيكلة). تتحقق للمجموعة السيطرة على المنشأة عندما تكون المجموعة معرضة إلى أو لديها حقوق في عائدات متغيرة من المشاركة في المنشأة كما يكون لديها القدرة على التأثير على هذه العائدات من خلال صلاحيتها على إدارة أنشطة المنشأة. يتم تجميع الشركات التابعة من تاريخ تحويل السيطرة إلى المجموعة. كما يتم فصلها من تاريخ توقف السيطرة.

يتم حذف المعاملات الداخلية والأرصدة بين شركات المجموعة. لقد تم تعديل السياسات المحاسبية للشركات التابعة عند الضرورة بما يضمن اتساقها مع السياسات المطبقة من قبل المجموعة.

يتم بيان الحصص غير المسيطرة من نتائج وحقوق ملكية الشركات التابعة بشكل منفصل في بيان الدخل المجمع وبيان الدخل الشامل المجمع وبيان المركز المالي المجمع وبيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع على التوالي.

(ب) طريقة حقوق الملكية
بموجب طريقة حقوق الملكية المحاسبية، يتم الاعتراف بالاستثمارات مبدئياً بالتكلفة ثم يتم تعديلها بعد ذلك للاعتراف بحصة المجموعة من الأرباح أو الخسائر اللاحقة للاستحواذ من الشركة المستثمر فيها في الربح أو الخسارة، وحصة المجموعة من حركات الدخل الشامل الآخر للشركة المستثمر فيها في الدخل الشامل الآخر.

عندما تكون حصة المجموعة من خسائر الاستثمار المحتسب بطريقة حقوق الملكية مساوية لحصتها في الاستثمار أو زائدة عنها، بما في ذلك أي ذمم مدينة أخرى غير مضمونة، لا تعترف المجموعة بأي خسائر إضافية ما لم تكن قد تكبدت التزامات أو قامت بسداد دفعات نيابةً عن الشركة الأخرى.

. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3. مبادئ التجميع ومحاسبة حقوق الملكية (تتمة)

ج) *الترتيبات المشتركة*

بموجب المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 11 "الترتيبات المشتركة"، تصنّف الاستثمارات في الترتيبات المشتركة على أنها عمليات مشتركة أو مشاريع مشتركة، ويتوقف ذلك على الحقوق والالتزامات التعاقدية لكل مستثمر بغض النظر عن الشكل القانوني للترتيب المشترك.

العمليات المشتركة

تعترف الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) بحقها المباشر في موجودات ومطلوبات وإيرادات ومصروفات العمليات المشتركة وحصتها في أي من الموجودات والمطلوبات والإيرادات والمصروفات المحتفظ بها أو المتكبدة. تشتمل البيانات المالية المجمعة على ما سبق تحت العناوين المناسبة. تفاصيل العمليات المشتركة موضحة في (إيضاح 28).

مشاريع مشتركة

تُحتسب الحصص في المشاريع المشتركة باستخدام طريقة حقوق الملكية (انظر (ب) أعلاه)، بعد تسجيلها مبدئيًا بالتكلفة في بيان المركز المالي المجمع.

د) *التغيرات في حصص الملكية*

تعامل المجموعة المعاملات المبرمة مع حملة الحصص غير المسيطرة التي لا تؤدي إلى فقدان السيطرة كالمعاملات التي تتم مع مالكي أسهم المجموعة. إن التغيير في حصة الملكية يؤدي إلى التعديل بين القيم الدفترية للحصص المسيطرة وغير المسيطرة لعكس حصصها النسبية في الشركات التابعة. يتم الاعتراف بأي فرق بين مبلغ تعديل الحصص غير المسيطرة وأي مقابل مدفوع أو مقبوض في احتياطي منفصل ضمن حقوق الملكية العائدة لمالكي الشركة الأم.

عندما توقف المجموعة التجميع أو حساب حقوق الملكية لاستثمار ما بسبب فقدان السيطرة، أو السيطرة المشتركة أو التأثير الجوهري، يتم إعادة قياس أي حقوق محتفظ بها في المنشأة بالقيمة العادلة، مع الاعتراف بالتغير في القيمة الدفترية في بيان الدخل المجمع. وتصبح هذه القيمة العادلة هي القيمة الدفترية المبدئية لأغراض الاحتساب اللاحق للحقوق المحتفظ بها إما كشركة زميلة أو كمشروع مشترك أو كموجودات مالية. وبالإضافة إلى ذلك، يتم احتساب أي مبالغ سبق الاعتراف بها في الدخل الشامل الآخر فيما يتعلق بتلك المنشأة كما لو كانت المجموعة قد قامت مباشرة باستبعاد الموجودات أو المطلوبات ذات الصلة. وقد يعني هذا أن يُعاد تصنيف المبالغ المعترف بها سابقاً في الدخل الشامل الآخر إلى بيان الدخل المجمع.

إذا تم تخفيض حصة الملكية في مشروع مشترك أو شركة زميلة مع الاحتفاظ بالسيطرة المشتركة أو التأثير الجوهري، فلا يُعاد تصنيف إلا الحصة المتناسبة من المبالغ التي سبق الاعتراف بها في الدخل الشامل الآخر إلى بيان الدخل المجمع عند الاقتضاء.

ه) *استثمار في شركة زميلة*

الشركة الزميلة هي تلك المنشأة التي يكون للمجموعة تأثير جوهري عليها. والتأثير الجوهري هو حق المشاركة في اتخاذ القرارات المتعلقة بالسياسات المالية والتشغيلية للشركة المستثمر فيها، ولكن دون وجود سيطرة أو سيطرة مشتركة على تلك السياسات. إن الاعتبارات التي يتم الأخذ بها عند تحديد التأثير الجوهري أو السيطرة المشتركة تماثل تلك اللازمة لتحديد السيطرة على الشركات التابعة. يتم المحاسبة عن استثمار المجموعة في الشركات الزميلة باستخدام طريقة حقوق الملكية.

تقوم المجموعة بعد تطبيق طريقة حقوق الملكية بتحديد ما إذا كان من الضروري أن يتم احتساب خسارة عن الانخفاض في قيمة استثمارها في الشركة الزميلة. كما تقوم المجموعة بتاريخ كل تقرير بتحديد مدى توفر أي دليل موضوعي على تعرّض الاستثمار في الشركة الزميلة للانخفاض في القيمة. فإذا وجد مثل هذا الدليل، تحتسب المجموعة مقدار الانخفاض في القيمة على أساس الفرق بين القيمة المستردة للشركة الزميلة وقيمتها الدفترية، ثم تحتسب الخسارة تحت بند "خسارة من انخفاض قيمة الاستثمار في الشركة الزميلة" في بيان الدخل المجمع.

عند فقد التأثير الملموس على الشركة الزميلة، تقوم المجموعة بقياس وتسجيل الاستثمار المتبقي بقيمته العادلة. إن أي فرق بين القيمة الدفترية للشركة الزميلة عند فقدان التأثير الملموس أو السيطرة المشتركة والقيمة العادلة للاستثمار المتبقي وعوائد الاستبعاد، يتم الاعتراف به ضمن الربح أو الخسارة.

3 معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.2 دمج الأعمـــال

تستخدم طريقة الاستحواذ للمحاسبة عن كافة اندماجات الأعمال، بصرف النظر عن ما إذا كانت أدوات الملكية أو غيرها من الموجودات قد تم الاستحواذ عليها. ويتألف المقابل المحول للاستحواذ على شركة تابعة مما يلي:

- القيم العادلة للموجودات المحولة
- المطلوبات المتكبدة إلى الملاك السابقين للأعمال المستحوذ عليها
- حصص حقوق الملكية الصادرة عن المجموعة
- القيمة العادلة لأي أصل أو التزام ناتج عن ترتيب مقابل محتمل.
- القيمة العادلة لأي حصص ملكية سابقة في الشركة التابعة.

ويتم قياس الموجودات القابلة للتحديد التي تم الاستحواذ عليها والمطلوبات المحتملة التي يتم تحملها في عملية اندماج الأعمال، مع استثناءات محدودة، مبدئياً بقيمها العادلة في تاريخ الاستحواذ. وتقوم المجموعة بالنسبة لكل عملية استحواذ على حدة بالاعتراف بالحصة غير المسيطرة في الشركة التي تم الاستحواذ عليها، إما بالقيمة العادلة أو بالحصة المتناسبة في صافي موجودات الشركة المستحوذ عليها القابلة للتحديد العائدة للحصة غير المسيطرة. ويتم إدراج التكاليف المتعلقة بالاستحواذ كمصروفات عند تكبدها.

إن الزيادة في البنود التالية على القيمة العادلة لحصة المجموعة في صافي الموجودات المحددة المستحوذ عليها يتم إدراجها تحت بند الشهرة. وفي حال كانت هذه المبالغ أقل من القيمة العادلة لصافي موجودات الشركة التابعة المستحوذ عليها، يتم الاعتراف بالفرق مباشرة في بيان الدخل المجمع كشراء بالمقايضة:

- المقابل المحول
- وقيمة أي حصة غير مسيطرة في المنشأة المستحوذ عليها
- القيمة العادلة بتاريخ الاستحواذ لأي حصص ملكية سابقة في الشركة المستحوذ عليها.

عند تأجيل التسوية لأي جزء من المقابل المادي، فإن المبالغ المستحقة يتم خصمها إلى قيمتها الحالية كما في تاريخ التحويل. معدل الخصم المستخدم هو معدل الاقتراض الإضافي الخاص بالمجموعة، وهو المعدل ذاته للحصول على قرض مشابه من ممول مستقل وفقاً لشروط وأحكام قابلة للمقارنة.

يصنف المقابل المحتمل إما كحقوق ملكية أو كمطلوبات مالية. ويتم إعادة قياس المبالغ المصنفة كمطلوبات مالية بالقيمة العادلة مع الاعتراف بالتغير في بيان الدخل المجمع. في حال تم تحقيق اندماج الأعمال على مراحل، فإن القيمة الدفترية عند تاريخ الاستحواذ لحقوق المملوكة سابقاً للشركة المستحوذة في الشركة المستحوذ عليها تتم إعادة قياسها بالقيمة العادلة في تاريخ الاستحواذ. ويتم الاعتراف بأي أرباح أو خسائر ناتجة عن عملية إعادة القياس في بيان الدخل المجمع.

3.3 تحويل ترجمة العملة الأجنبية

(أ) العملة الوظيفية وعملة العرض

إن البنود المدرجة في البيانات المالية المجمعة لكل شركة من شركات المجموعة يتم قياسها باستخدام عملة البيئة الاقتصادية الرئيسية التي تعمل فيها هذه الشركة ("عملتها الوظيفية" أي الدولار الأمريكي). وقد تم عرض البيانات المالية المجمعة بالدينار الكويتي وهو عملة العرض للمجموعة.

(ب) المعاملات والأرصدة

يتم تحويل المعاملات الناشئة بالعمله الأجنبية إلى العملة الوظيفية باستخدام أسعار الصرف السائدة بتواريخ المعاملات. إن أرباح وخسائر العملة الأجنبية الناتجة من تسوية هذه المعاملات ومن تحويل معدلات الصرف بنهاية السنة للموجودات والمطلوبات النقدية المقومة بعمله أجنبية يتم الاعتراف بها في بيان الدخل المجمع.

يتم تحويل البنود غير النقدية التي تم قياسها بالقيمة العادلة بعملة أجنبية باستخدام أسعار الصرف بتاريخ تحديد القيمة العادلة. يتم إدراج الفروقات الناشئة عن تحويل الموجودات والمطلوبات المدرجة بالقيمة العادلة كجزء من ربح أو خسارة القيمة العادلة.

3 معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.3 تحويل ترجمة العملة الأجنبية (تتمة)

(ج) شركات المجموعة
إن النتائج والمركز المالي للعمليات الخارجية (التي لا تعاني عملتها من اقتصاد متضخم) والتي لها عملة وظيفية تختلف عن عملة العرض يتم تحويل كل منها إلى عملة العرض على النحو التالي:

- يتم تحويل الموجودات والمطلوبات في بيان المركز المالي المجمع المعروض، بسعر الإقفال بتاريخ بيان المركز المالي المجمع.
- يتم تحويل الإيرادات والمصروفات لكل بيان دخل مجمع وبيان دخل شامل مجمع باستخدام معدلات الصرف بتواريخ المعاملات أو إذا لم يكن ذلك عمليًا، يتم استخدام متوسط أسعار الصرف الشهرية.
- يتم الاعتراف بفروق الصرف الناتجة في الدخل الشامل الآخر.

عند بيع عملية أجنبية، يتم إعادة تصنيف فروق الصرف المرتبطة بها ضمن بيان الدخل المجمع، كجزء من الربح أو الخسارة عند البيع.

3.4 ممتلكات النفط والغاز الطبيعي وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى

تكاليف تطوير
يتم تحويل المصروفات من بند "موجودات الاستكشاف والتقييم" إلى بند "تكاليف التطوير" والذي يمثل بند فرعي لفئة "ممتلكات النفط والغاز" ضمن الممتلكات والمنشآت والمعدات. يتم التحويل عندما تدعم الأعمال المنتهية حتى تاريخه التطوير المستقبلي للأصل مع الحصول على الموافقات اللازمة لهذا التطور. بعد تحويل موجودات الاستكشاف والتقييم، يتم رسملة كافة المصروفات (اللاحقة للتحويل) والمتعلقة بإنشاء أو تركيب أو إتمام البنية التحتية وتشمل المخططات والدراسات الزلزالية الجيولوجية والجيوفيزيائية ومصروفات التمويل والحصة التعدينية في الممتلكات والأنابيب وحفر آبار التطوير بما في ذلك أعمال تطوير الآبار غير الناجحة أو الآبار التحديدية ضمن تكاليف التطوير.

تتمثل مصروفات التطوير في صافي المتحصلات من بيع النفط أو الغاز المنتج خلال مرحلة التطوير إلى المستوى الذي يعتبر جزءًا لا يتجزأ من تطوير الأصل. كما تتم رسملة أي تكاليف متكبدة من اختبار الموجودات لتحديد مدى جاهزيتها للعمل وفقًا للمخطط لها، وذلك بالصافي بعد المتحصلات المستلمة من بيع أي منتج صادر أثناء الاختبار. إذا تجاوزت هذه المتحصلات تكلفة الاختبار، يسجل الفائض في بيان الدخل المجمع.

عندما ينتقل مشروع التطوير إلى مرحلة الإنتاج، يتم تحويل كافة الموجودات المدرجة ضمن تكاليف التطوير إلى بند "ممتلكات الإنتاج" والذي يمثل أيضًا بندًا فرعيًا ضمن "ممتلكات النفط والغاز". وتتوقف رسملة تكاليف الإنشاء/التطوير، ويتم احتساب التكاليف كجزء من تكلفة البضاعة أو كمصروف باستثناء التكاليف التي تستوفي معايير الرسملة والمتعلقة بالإضافات أو التحسينات أو التطويرات الجديدة إلى ممتلكات النفط والغاز.

<u>موجودات الإنتاج وبنود الممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى</u>
الاعتراف المبدئي
تسجل ممتلكات النفط والغاز الطبيعي وبنود الممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى بالتكلفة ناقصًا الاستهلاك المتراكم وخسائر انخفاض القيمة المتراكمة.

تشمل التكلفة المبدئية للأصل سعر الشراء أو تكاليف الانشاء وأي تكاليف تتعلق مباشرة بتشغيل الأصل، والتقدير المبدئي لالتزام الازالة وبالنسبة للموجودات المؤهلة (كلما كان ذلك مناسبًا) تتضمن التكلفة المبدئية تكاليف الاقتراض. ويمثل سعر الشراء أو تكاليف الإنشاء إجمالي المبلغ المدفوع والقيمة العادلة لأي مقابل آخر مدفوع لحيازة الأصل. كما تدرج القيمة المرسملة لعقد التأجير التمويلي إلى بند الممتلكات والمنشآت والمعدات.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.4 ممتلكات النفط والغاز الطبيعي وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

تكاليف الازالة
يتم احتساب مخصص الازالة على أساس صافي القيمة الحالية لحصة المجموعة من التكاليف المستقبلية المقدّرة للازالة وتجديد الموقع اللازم لتثبيت المرافق في مكانها الصحيح. يتم احتساب ذلك باستخدام أحدث تقديرات موظفي المجموعة الفنيين التي تستند إلى تقديرات القائمين بالعمل في الحقول. يتم تحقق أصل الإزالة ذي الصلة والذي يتم إطفاؤه لكل حقل على أساس وحدة الإنتاج وفقا لسياسة المجموعة المتعلقة بالاستهلاك والاستنفاذ والإطفاء لممتلكات النفط والغاز.

إن أي انخفاض في التزام الازالة – وما يترتب عليه من خصم من الأصل المتعلق به - لا يجب أن يتجاوز القيمة الدفترية للأصل. وفي هذه الحالة، تسجل أي زيادة عن القيمة الدفترية مباشرة في بيان الدخل المجمع. وفي حال أدى التغير في التقدير إلى زيادة التزام الازالة ، وبالتالي الإضافة إلى القيمة الدفترية للأصل، تضع المجموعة في اعتبارها ما إذا كان هناك مؤشر على انخفاض قيمة الأصل ككل وفي تلك الحالة، تتحقق من الانخفاض في القيمة طبقًا لمعيار المحاسبة الدولي 36. بالنسبة للحقول المكتملة، إذا تجاوزت قيمة موجودات النفط والغاز المعدلة بالصافي بعد مخصصات الازالة القيمة الممكن استردادها، يتم تحميل جزء الزيادة مباشرة على بيان الدخل المجمع.

الاستهلاك والاستنفاد والإطفاء
يتم استهلاك واستنفاذ وإطفاء ممتلكات النفط والغاز بطريقة وحدة الإنتاج على القيمة التجارية للاحتياطيات المؤكدة والمحتملة ("الاحتياطيات المحتملة والمؤكدة") للحقل ذي الصلة إلا في حالة الموجودات التي تكون أعمارها الإنتاجية أقصر من العمر الإنتاجي للحقل. وفي هذه الحالة، تطبق طريقة القسط الثابت. ويتم استنفاذ الحقوق والامتيازات على أساس كل منتج على حدة على مدى إجمالي الاحتياطيات المثبتة المطورة وغير المطورة للمنطقة ذات الصلة. يتم احتساب معدل وحدة الإنتاج لأغراض استهلاك واستنفاذ وإطفاء تكاليف تطوير الحقل آخذًا في الاعتبار النفقات المتكبدة حتى تاريخه ومصروفات التطوير المستقبلية المعتمدة. ويتم احتساب احتياطيات النفط والغاز باستخدام آخر تقديرات اللجنة التنفيذية للاحتياطيات بالمجموعة التي تستند إلى تقديرات مشغلي الحقل، المعدلة وفقًا للمعلومات الفنية المتوافرة – إن أمكن.

يتم استهلاك الممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى بشكل عام على أساس القسط الثابت على مدى أعمارها الإنتاجية التقديرية والتي تبلغ عمومًا 5 سنوات، باستثناء المبنى الذي يبلغ 25 سنة.

يُلغى الاعتراف ببنود ممتلكات النفط والغاز الطبيعي والممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى المسجلة مبدئيا عند الاستبعاد أو عندما لا يكون من المتوقع وجود منافع اقتصادية مستقبلية من استخدامها أو استبعادها. يتم تسجيل الأرباح أو الخسائر الناتجة عن إلغاء الاعتراف بالأصل (المحتسب على أساس الفرق بين صافي متحصلات الاستبعاد والقيمة الدفترية للأصل) في بيان الدخل المجمع عندما يتم إلغاء الاعتراف بالأصل. تتم مراجعة القيم المتبقية والأعمار الإنتاجية وطرق احتساب الاستهلاك والإستنفاد والإطفاء الخاصة بالأصل في كل فترة تقرير، مع تعديلها مستقبلاً عند الضرورة.

ترتيبات المشاركة في / (من) الإنتاج - خارج مرحلة الاستكشاف والتقييم
عند المحاسبة عن ترتيبات المشاركة في / (من) الإنتاج خارج مرحلة الاستكشاف والتقييم، تقوم المجموعة بما يلي:

- إلغاء الاعتراف بالجزء من الأصل الذي تم بيعه إلى المشارك الخارجي،
- الاعتراف بالمقابل المستلم أو المستحق من المشارك الخارجي، والذي يمثل النقد المستلم و/أو التزام المشارك بتمويل المصروفات الرأسمالية المتعلقة بالحصة التي احتفظ بها المؤجر الأصلي،
- الاعتراف بالأرباح أو الخسائر الناتجة من المعاملة والمحتسبة بالفرق بين صافي متحصلات البيع والقيمة الدفترية للأصل الذي تم بيعه. يسجل الربح فقط في حالة إمكانية قياس المقابل بصورة موثوق منها. وفي حالة تعذر ذلك، تقوم المجموعة بالمحاسبة عن المقابل المستلم كانخفاض في القيمة الدفترية للموجودات ذات الصلة.
- اختبار الحصص المحتفظ بها لانخفاض القيمة إذا أشارت شروط الترتيب إلى احتمال انخفاض قيمتها.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.4 ممتلكات النفط والغاز الطبيعي وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

ترتيبات المشاركة في / (من) الإنتاج - خارج مرحلة الاستكشاف والتقييم (تتمة)
تقوم المجموعة بتسجيل المقابل المستحق من بيع بند الممتلكات والمنشآت والمعدات أو الأصل غير الملموس مبدئيا بالقيمة العادلة. على الرغم من ذلك، وفي حالة تأجيل سداد مقابل البند، يسجل المقابل المستلم مبدئيًا وفقًا لمقابل السعر النقدي. ويدرج الفرق بين القيمة الإسمية للمقابل والسعر النقدي المكافئ لها تحت بند "إيرادات من حصص". يتم التعامل مع أي جزء من المقابل المستحق في صورة نقد بصفته أصل مالي ويتم المحاسبة عنه بالتكلفة المطفأة.

الصيانة الجوهرية والتفتيش والاصلاحات
تشتمل مصاريف الصيانة الجوهرية والتفتيش والاصلاحات على تكلفة استبدال الموجودات أو أجزاء منها، وتكاليف التفتيش والإصلاح. يتم رسملة التكاليف التي تتضمن تكاليف استبدال أصل أو جزء من أصل يتم استهلاكه بصورة منفصلة مع شطب القيمة الدفترية له ويكون من المحتمل أن تتدفق منافع اقتصادية مستقبلية من هذا البند إلى المجموعة.

في حالة استبدال جزء من أصل لا يعتبر مكونًا بمفرده وبالتالي لا يتم استهلاكه بصورة منفصلة، تستخدم قيمة الاستبدال لتقدير القيمة الدفترية للموجودات المستبدلة ويتم شطبها فورًا. تتم رسملة تكاليف التفتيش المرتبطة ببرامج الصيانة الجوهرية وإطفاءها على مدى فترة التفتيش التالية. ويتم إدراج جميع تكاليف الإصلاحات والصيانة اليومية الأخرى كمصروف عند تكبدها.

انخفاض في قيمة ممتلكات النفط والغاز وبنود الممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى
تقوم المجموعة في تاريخ كل تقارير مالية بتقييم ما إذا كان هناك مؤشر على أن أصلاً ما أو وحدة توليد النقد قد تنخفض قيمتها. تقوم المجموعة بتصنيف الحقول بشكل منفصل سواء حقول الإنتاج أو الحقول قيد التطوير على أنها وحدات توليد للنقد بما في ذلك ممتلكات النفط والغاز وموجودات الاستكشاف والتقييم. فإذا ما توفر مثل هذا المؤشر أو عند ضرورة إجراء اختبار انخفاض القيمة السنوي للأصل، تقوم المجموعة بتقدير المبلغ الممكن استرداده للأصل أو وحدة توليد النقد. إن المبلغ الممكن استرداده هو القيمة العادلة للأصل أو وحدة توليد النقد ناقصاً تكاليف البيع أو القيمة المستخدمة، أيهما أعلى، ويتم تحديدها لكل أصل على حدة، إلا إذا كان الأصل لا يحقق تدفقات نقدية مستقلة إلى حد كبير عن التدفقات النقدية للموجودات الأخرى أو مجموعة من الموجودات وفي هذه الحالة، يتم اختبار الأصل كجزء من وحدات توليد النقد كبيرة حيث ينتمي إليها.

عندما تتجاوز القيمة الدفترية لوحدة توليد النقد المبلغ القابل للاسترداد، تعتبر وحدة توليد النقد قد انخفضت قيمتها وتخفض إلى قيمتها القابلة للاسترداد. عند احتساب القيمة المستخدمة، تخصم التدفقات النقدية المستقبلية المقدرة إلى قيمتها الحالية باستخدام معدل الخصم الذي يعكس تقييمات السوق الحالية للقيمة الزمنية للنقود والمخاطر المرتبطة بوحدة إنتاج النقد. وعند تحديد القيمة العادلة ناقصاً تكاليف البيع، تؤخذ بالاعتبار أحدث معاملات السوق، إن وجدت. وإن لم تتوفر هذه المعاملات تُستخدم طريقة تقييم مناسبة.

تستند المجموعة في حساب انخفاض القيمة إلى الموازنات التفصيلية والتقديرات التي يتم إعدادها بشكل منفصل لكل وحدة من وحدات توليد النقد الخاصة بالمجموعة والتي يتم تخصيص الموجودات الفردية مقابلها. يتم تقييم إمكانية استرداد المبالغ الخاصة بوحدات توليد النقد إما في الإنتاج أو قيد الإنتاج والمسجلة في الحسابات على أساس كل وحدة مستقلة مقابل صافي الإيرادات المستقبلية المخصومة التي من المحتمل أن ينشأ من الاحتياطيات المحتملة والمؤكدة المقدرة المتبقية. ويتم احتساب صافي الإيرادات المستقبلية باستخدام أسعار وتكاليف وفقًا لتوقعات الإدارة في نهاية السنة. ويتم احتساب مخصص عندما تشير عملية المقارنة إلى انخفاض القيمة الدفترية للحصص. إن القيمة المستخدمة لا تعكس التدفقات النقدية المستقبلية المرتبطة بتطوير أو تحسين أداء الأصل، حيث تدرج التحسينات المتوقعة على الموجودات وفقًا لاحتساب القيمة العادلة ناقصًا تكاليف البيع. ويتم الاعتراف بخسائر انخفاض القيمة للعمليات المستمرة بما في ذلك انخفاض قيمة المخزون في بيان الدخل المجمع ضمن فئة المصاريف التي تتوافق مع وظيفة الأصل منخفض القيمة.

بالنسبة للوحدات المولّدة للنقد باستثناء الشهرة، يتم إجراء تقييم في كل تاريخ تقرير لتحديد ما إذا كان هناك أي مؤشر على أن خسائر الانخفاض في القيمة المعترف بها سابقًا قد لا تعد موجودة أو أنها قد تعرضت للانخفاض. في حال وجود هكذا مؤشر، تقدّر المجموعة القيمة القابلة للاسترداد للأصل أو للوحدة المولدة للنقد. يتم عكس خسارة الانخفاض في القيمة المعترف بها سابقًا فقط في حال وجود تغير في الافتراضات المستخدمة في تحديد القيمة القابلة للاسترداد للوحدة المولّدة للنقد حيث أن آخر خسارة انخفاض في القيمة قد تم الاعتراف بها. إن هذا العكس محدود بحيث أن القيمة الدفترية للوحدة المولّدة للنقد لا تتجاوز قيمتها القابلة للاسترداد ولا تتجاوز القيمة الدفترية التي كان سيتم تحديدها، بالصافي بعد الاستهلاك، لو لم يتم إدراج خسارة انخفاض القيمة للوحدة المولدة للنقد في سنوات سابقة. يتم الاعتراف بهذا العكس في بيان الدخل المجمع ما لم يتم تسجيل الأصل بالقيمة المعاد تقييمها، وفي هذه الحالة تتم معاملة العكس كزيادة إعادة تقييم ويتم الاعتراف بها من خلال بيان الدخل المجمع.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.5 مصروفات استكشاف النفط والغاز الطبيعي والتقييم

تتم المحاسبة عن مصروفات استكشاف النفط والغاز الطبيعي والتقييم والتطوير باستخدام طريقة الجهود الناجحة في المحاسبة.

تكاليف ما قبل الترخيص
يتم إدراج تكاليف ما قبل الترخيص كمصروفات في الفترة التي يتم تكبدها فيها.

تكاليف الترخيص والاستحواذ على الممتلكات
تتم رسملة وإطفاء تكاليف الترخيص المدفوعة فيما يتعلق بالحق في الاستكشاف في منطقة تنقيب قائمة على مدى فترة التصريح.

تتم رسملة ترخيص الاستكشاف وتكاليف الاستحواذ على العقار المستأجر ضمن الموجودات غير الملموسة وتتم مراجعتها في كل تاريخ تقرير للتأكد ما إذا كان يوجد مؤشر على أن القيمة الدفترية تتجاوز قيمتها القابلة للاسترداد. تتضمن هذه المراجعة تأكيد أن الحفر الاستكشافي لا يزال قيد التنفيذ أو أنه مخطط له بشكل حازم أو قد تم إصدار القرار بشأنه، أو أن أعمال التقرير لا تزال قيد التنفيذ، بأن ما تم استكشافه مجدي اقتصاديًا مجموعة من الاعتبارات التقنية والتجارية، وأنه يوجد تقدم كافٍ في وضع خطط وتوقيت التطوير.

وفي حال عدم التخطيط لأنشطة مستقبلية أو في حال التنازل عن أو انقضاء الرخصة، يتم تسجيل القيمة الدفترية للرخصة وتكاليف الاستحواذ على العقار ضمن المصروفات في بيان الدخل المجمع. عند الاعتراف بالاحتياطات المثبتة والموافقة الداخلية على التطوير، يتم تحويل النفقات ذات الصلة إلى ممتلكات النفط والغاز.

تكاليف الاستكشاف والتقييم
تتضمن أنشطة الاستكشاف والتقييم عن الموارد التعدينية وتحديد الجدوى الفنية وتقييم الجدوى التجارية للمورد المحدد. فور الحصول على الحق القانوني في الاستكشاف، تتم رسملة التكاليف المتعلقة مباشرة ببئر الاستكشاف ضمن الموجودات غير الملموسة للاستكشاف والتقييم حتى يتم الانتهاء من حفر البئر وتقييم النتائج. تتضمن هذه التكاليف فقط تكاليف الحفر.

يتم شطب أصل الاستكشاف كبئر ناضب، ما لم يعد اكتشاف مواد هيدروكربونية ذات جدوى تجارية أمرًا محتملاً. في حالة اكتشاف مواد هيدروكربونية يمكن استخراجها، ويرجح إمكانية تطويرها تجاريًا في حالة إجراء المزيد من أنشطة التقييم (مثل حفر آبار إضافية)؛ يستمر قيد التكاليف كأصل غير ملموس حتى يتم تحقيق تقدمٍ كافٍ/ مستمر في تقييم الجدوى التجارية للمواد الهيدروكربونية. كما أن التكاليف المرتبطة مباشرة بأنشطة التقييم - بعد الاكتشاف المبدئي للهيدروكربونات- لتحديد حجم الاحتياطي ومواصفاته وإمكاناته التجارية يتم رسملتها كأصل تقييم واستكشاف غير ملموس، بما في ذلك تكاليف تقييم الآبار التي لم يتم فيها اكتشاف الهيدروكربونات. تخضع جميع هذه التكاليف المرسملة للمراجعة الفنية والتجارية والإدارية، إلى جانب مراجعة مؤشرات انخفاض القيمة مرة واحدة سنويًا على الأقل وذلك لغرض التأكد من استمرار النية في تطوير الاكتشاف أو تحقيق أي قيمة أخرى منه. وإذا لم يعد الحال كذلك، يتم تسجيل التكاليف كمصروفات في بيان الدخل المجمع.

عند تحديد الاحتياطيات المثبتة من النفط والغاز الطبيعي وموافقة الإدارة على التطوير، يتم أولاً تقييم النفقات المرسملة لتحديد انخفاض القيمة وتسجل (وفق الحاجة) أي خسائر في انخفاض القيمة ثم يتم تحويل الرصيد المتبقي إلى ممتلكات النفط والغاز. ولا يتم قيد أي إطفاء خلال مرحلة الاستكشاف والتقييم.

إن التكاليف الأخرى المتعلقة بأنشطة الاستكشاف والتقييم مثل التكاليف الجيولوجية والجيوفيزيائية، والمصروفات العمومية والإدارية غير المباشرة للشركة الأم ورسوم الضمانات البنكية وتكاليف التأمين وتقييم الأعمال الجديدة يتم تسجيلها مباشرة كمصروف في بيان الدخل المجمع.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.6 موجودات غير متداولة محتفظ بها للبيع والعمليات المتوقفة

صنفت المجموعة الموجودات غير المتداولة ومجموعات الاستبعاد على أنها محتفظ بها للبيع إذا كانت قيمتها الدفترية سيتم استردادها بشكل أساسي من خلال معاملة بيع وليس من خلال الاستخدام المستمر. يتم قياس الموجودات غير المتداولة ومجموعات الاستبعاد المصنفة على أنها محتفظ بها للبيع بأقل من قيمتها الدفترية والقيمة العادلة مطروحا منها تكاليف البيع. تكاليف الإستبعاد هي التكاليف الإضافية التي تعزى مباشرة إلى إستبعاد الموجودات (مجموعة الإستبعاد) ، باستثناء تكاليف التمويل ومصروفات ضريبة الدخل.

ولا تعتبر معايير التصنيف المحتفظ به للبيع مستوفاة إلا عندما يكون البيع محتملا جدا وتكون مجموعة الموجودات أو مجموعة الإستبعاد متاحة للبيع الفوري في حالتها الراهنة. وينبغي أن تبين الإجراءات اللازمة لإتمام البيع أنه من غير المرجح أن تدخل تغييرات هامة على البيع أو أن قرار البيع سيسحب. يجب أن تلتزم الإدارة بخطة بيع الأصل والبيع المتوقع أن يكتمل خلال سنة من تاريخ التصنيف.

لا يتم استهلاك أو إطفاء الممتلكات والمنشآت والمعدات والأصول غير الملموسة بمجرد تصنيفها على أنها محتفظ بها للبيع.

يتم عرض الموجودات والمطلوبات المصنفة على أنها محتفظ بها للبيع بشكل منفصل كبنود متداولة في قائمة المركز المالي المجمع.

العملية المتوقفة هي جزء من منشأة قد تم بيعه أو تصنيفه كمحتفظ به لغرض البيع، و:
(أ) يمثل قطاعًا جوهريًا منفصلاً من الأعمال أو منطقة جغرافية للعمليات؛ أو
(ب) يمثل جزءًا من خطة تنسيقية فردية لبيع قطاع جوهري منفصل من الأعمال أو عمليات تقع بمنطقة جغرافية معينة؛ أو
(ج) يمثل شركة تابعة تم حيازتها فقط لغرض إعادة البيع.

يتم استبعاد العمليات المتوقفة من نتائج العمليات المستمرة وتعرض كمبلغ فردي ضمن الأرباح أو الخسائر بعد الضرائب من العمليات المتوقفة في بيان الدخل.

تتضمن جميع الإيضاحات الأخرى حول البيانات المالية المجمعة مبالغ للعمليات المستمرة، ما لم يذكر خلاف ذلك (ايضاح 21).

3.7 الموجودات المـالية

i. التصنيف الموجودات المالية

تقوم المجموعة بتصنيف موجوداتها المالية كموجودات مقاسة بالتكلفة المطفأة.

يعتمد التصنيف على النموذج التجاري لإدارة الموجودات المالية والشروط التعاقدية للتدفقات النقدية.

ii. الاعتراف والغاء الاعتراف

تدرج المشتريات والمبيعات الاعتيادية من الموجودات المالية بتاريخ المتاجرة - وهو التاريخ الذي تلتزم فيه المجموعة بشراء أو بيع الأصل. يتم إيقاف احتساب الموجودات المالية بانقضاء الحقوق في استلام التدفقات النقدية من الموجودات المالية أو عند تحويلها مع قيام المجموعة بتحويل كافة مخاطر وعوائد الملكية بشكلٍ كامل.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.7 الموجودات المـالية (تتمة)

iii. القياس

عند الاعتراف المبدئي، تقيس المجموعة الأصل المالي بالقيمة العادلة زائداً، في حالة ما إذا كان الأصل المالي غير مدرج بالقيمة العادلة من خلال الربح أو الخسارة، تكاليف المعاملة العائدة مباشرة إلى الاستحواذ على الأصل المالي.

يعتمد القياس اللاحق لأدوات الدين على نموذج أعمال المجموعة لإدارة الأصل وخصائص التدفقات النقدية للأصل.

موجودات مدرجة بالتكلفة المطفأة
يتم قياس الموجودات المحتفظ بها لتحصيل التدفقات النقدية التعاقدية حيث تمثل هذه التدفقات النقدية فقط الدفعات الأصلية والفائدة بالتكلفة المطفأة. تدرج إيرادات الفوائد من هذه الموجودات المالية في إيرادات التمويل باستخدام طريقة معدل الفائدة الفعلية. يتم إثبات أي ربح أو خسارة ناتجة عن إلغاء الاعتراف مباشرة في بيان الدخل المجمع ويتم عرضها في الأرباح/ (الخسائر) الأخرى، بالإضافة إلى أرباح وخسائر العملة الأجنبية. يتم عرض خسائر انخفاض القيمة كبند منفصل في بيان الدخل المجمع. تشتمل الموجودات المالية المدرجة بالتكلفة المطفأة على "مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى" و"ودائع لأجل" و"النقد والنقد المعادل".

iv. الانخفاض في القيمة

تقوم المجموعة بتقييم الخسائر الائتمانية المتوقعة المستقبلية المرتبطة بأدوات الدين المدرجة بالتكلفة المطفأة. تعتمد منهجية انخفاض القيمة المطبقة على ما إذا كانت هناك زيادة كبيرة في مخاطر الائتمان.

تقوم المجموعة بتطبيق نهج مبسط مسموح به من قبل المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 والذي يتطلب الاعتراف بالخسائر المتوقعة على مدار عمر الدين اعتبارا من الاعتراف المبدئي بالأرصدة المدينة (إيضاح 4).

3.8 مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى

ويتم الاعتراف بالمدينين التجاريين والأرصدة المدينة الأخرى مبدئياً بالقيمة العادلة وتقاس لاحقا بالتكلفة المطفأة باستخدام طريقة الفائدة الفعلية بعد خصم مخصص الانخفاض في القيمة.

الذمم المدينة التجارية والأخرى هي مبالغ مستحقة من العملاء نظير البضائع المبيعة أو الخدمات المقدمة في سياق العمل الاعتيادي. يتم الاعتراف بالذمم المدينة التجارية والأخرى مبدئياً بقيمة المقابل غير المشروط ما لم تحتوي الذمم على عناصر تمويل جوهرية، وعندها يتم الاعتراف بها بالقيمة العادلة. تحتفظ المجموعة بالذمم المدينة التجارية بهدف تحصيل التدفقات النقدية التعاقدية وبالتالي تقوم بقياسها لاحقاً بالتكلفة المطفأة باستخدام طريقة الفائدة الفعلية.

3.9 نقد ونقد معادل

يتضمن النقد والنقد المعادل النقد في الصندوق ولدى البنوك وودائع قصيرة الأجل والتي تتمتع بفترات استحقاق أصلية تبلغ ثلاثة أشهر أو أقل من تاريخ إيداعها الأصلي والتي تتعرض لخطر غير جوهري للتغير في القيمة. يستثنى من النقد والودائع قصيرة الأجل النقد المقيد والذي ليس متاحًا للاستخدام من قبل المجموعة ولذلك فلا يعتبر عالي السيولة (أي النقد الذي يتم تجنيبه لتغطية التزامات الازالة).

ولغرض بيان التدفقات النقدية المجمع، يتألف النقد والنقد المعادل من النقد في الصندوق ولدى البنوك والودائع قصيرة الأجل، كما هو موضح أعلاه، صافية من السحوبات البنكية على المكشوف القائمة، حيث تعتبر جزءاً لا يتجزأ من إدارة نقد المجموعة.

3.10 المخزون

النفط الخام ومتكثف الغاز والغاز
يتم تقييم النفط الخام ومتكثف الغاز والغاز وفقاً لصافي القيمة القابلة للاسترداد. وتسجل أي تغييرات ناتجة عن إعادة تقييم البضاعة في بيان الدخل المجمع.

يستند احتساب صافي القيمة القابلة للتحقق للنفط الخام ومتكثف الغاز والغاز إلى سعر البيع المقدر في سياق العمل المعتاد ناقصًا التكاليف المقدرة والتكاليف المقدرة اللازمة لإتمام البيع.

مخزون آخر
يتم تقييم المخزون الآخر والمكون بصورة رئيسية من قطع الغيار والمواد والمستلزمات على أساس التكلفة المحددة على أساس المتوسط المرجح للتكلفة، ناقصاً مخصص لأي بنود متقادمة أو بطيئة الحركة. تمثل التكلفة سعر الشراء ورسوم الاستيراد والنقل والمناولة والتكاليف المباشرة الأخرى.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.11 الانخفاض في قيمة الموجودات غير المالية

الموجودات الأخرى يتم اختبارها من حيث انخفاض القيمة متى أشارت الأحداث أو التغيرات في الظروف إلى أن القيمة الدفترية قد لا يمكن استردادها. يتم الاعتراف بخسارة انخفاض القيمة في بيان الدخل المجمع بالنسبة للمبلغ الذي تتجاوز به القيمة الدفترية مبلغها القابل للاسترداد. ويعد المبلغ القابل للاسترداد القيمة العادلة للأصل ناقصاً تكاليف البيع والقيمة المستخدمة أيهما أعلى. ولأغراض تتعلق بتقييم انخفاض القيمة، يتم تجميع الموجودات في أدنى المستويات والتي لها تدفقات نقدية منفصلة قابلة للتحديد (الوحدات المولدة للنقد). تتم مراجعة الموجودات غير المالية التي تكبدت انخفاض القيمة باستثناء الشهرة من حيث إمكانية وجود رد لانخفاض القيمة في تاريخ التقرير.

3.12 المطلوبات المالية

الالتزام المالي هو أي التزام يمثل التزاماً تعاقدياً بتقديم نقد أو أي أصل مالي آخر لمنشأة أخرى أو بتبادل الموجودات أو المطلوبات المالية مع منشأة أخرى بموجب شروط من المحتمل ألا تكون في صالح المجموعة.

يتم الاعتراف بكافة المطلوبات المالية مبدئياً بالقيمة العادلة ناقصاً التكاليف المنسوبة مباشرةً إلى المعاملة. وبعد الاعتراف المبدئي، يتم قياس المطلوبات المالية بالتكلفة المطفأة باستخدام طريقة الفائدة الفعلية. تقوم المجموعة بتصنيف مطلوباتها المالية "مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية" و"الشركات الزميلة" و"ذمم دائنة تجارية وأخرى". يتم إلغاء الاعتراف بالمطلوبات المالية عند الوفاء بالالتزام المتعلق بالمطلوبات أو إلغائه أو انقضاء أجله. تقارب القيمة الدفترية للمطلوبات المالية قيمها العادلة.

3.13 مقاصة الأدوات المالية

يتم إجراء مقاصة بين الموجودات والمطلوبات المالية ويتم إدراج صافي المبلغ في بيان المركز المالي عندما يكون هناك حق قابل للتنفيذ قانوناً لعمل مقاصة للمبالغ المحققة وتكون هناك نية للتسوية على أساس صافٍ أو تحقيق الأصل وتسوية الالتزام في ذات الوقت. يجب ألا يعتمد الحق القابل للتنفيذ قانوناً على أحداث مستقبلية وأن يكون قابلاً للتنفيذ في المسار الطبيعي للأعمال وفي حال تعثر أو إعسار أو إفلاس المجموعة أو الطرف المناظر.

3.14 مكافأة نهاية الخدمة للموظفين

تقوم المجموعة بتقديم مكافأة نهاية الخدمة لكافة موظفيها وفقاً لقانون العمل الكويتي وقانون التأمينات الاجتماعية الكويتي وشروط التوظيف لدى المجموعة. يستند استحقاق هذه المكافآت إلى الراتب النهائي للموظف وطول فترة خدمته وفقاً لإتمام الحد الأدنى من فترة الخدمة. وتستحق التكاليف المتوقعة لهذه المكافآت على مدى فترة الخدمة.

فيما يتعلق بموظفيها الوطنيين، تقدم المجموعة أيضاً مساهمات للمؤسسة العامة للتأمينات الاجتماعية وتحتسب كنسبة من رواتب الموظفين.

3.15 قروض

تتمثل القروض في قروض لأجل معترف بها مبدئياً بالقيمة العادلة صافياً من تكاليف المعاملة المتكبدة. يتم إدراج القروض لاحقاً بالتكلفة المطفأة مع احتساب أي فرق بين العوائد (صافية من تكاليف المعاملة) والقيمة المستردة في بيان الدخل المجمع على مدى فترة القروض باستخدام طريقة معدل الفائدة الفعلي.

يتم الاعتراف بالرسوم المدفوعة لإبرام تسهيلات القروض كتكاليف معاملة للقرض شريطة وجود احتمال بسحب بعض التسهيلات أو جميعها. وفي هذه الحالة، يتم تأجيل احتساب الرسوم حتى وقوع عملية السحب. وفي حال عدم توفر دليل على احتمال سحب بعض التسهيلات أو جميعها، تتم رسملة الرسوم وإدراجها ضمن المبالغ المدفوعة مقدماً عن خدمات السيولة، ويتم إطفاؤها على مدى فترة التسهيلات المتعلقة بها.

يتم تحميل الفائدة على القروض لتمويل الاستحواذ على إنتاج ممتلكات النفط والغاز إلى بيان الدخل المجمع عند تكبدها.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.16 دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى

تمثل هذه المبالغ المطلوبات غير المسددة عن البضائع والخدمات المقدمة للمجموعة قبل نهاية السنة المالية. تعد هذه المبالغ غير مضمونة، وهي عادة ما تدفع خلال فترة 30 يوم من الاعتراف. ويتم عرض الذمم الدائنة التجارية والأخرى كمطلوبات متداولة إلا إذا كانت هذه الذمم مستحقة السداد خلال 12 شهراً بعد فترة التقرير. ويتم تسجيلها مبدئياً بقيمتها العادلة وتقاس لاحقاً بالتكلفة المطفأة باستخدام طريقة معدل الفائدة الفعلي.

3.17 المخصصات

يتم الإبلاغ عن المخصصات عندما يترتب على المجموعة التزام قانوني أو ضمني حالي نتيجة لأحداثٍ سابقة؛ ويكون من المحتمل أن يقتضي الأمر تدفق خارجي لموارد لتسوية الالتزام، ويكون بالإمكان وضع تقدير موثوق لمبلغ الالتزام.

تقاس المخصصات بالقيمة الحالية للنفقات المتوقع طلبها لتسوية الالتزام باستخدام معدل خصم يعكس تقييمات السوق الحالية للقيمة الزمنية للمال والمخاطر المصاحبة للالتزام. تحتسب الزيادة في المخصص نتيجة لمرور الوقت كتكلفة تمويل.

في المجالات التي يُطلب من المجموعة فيها المساهمة في تكاليف ترميم الموقع، يتم تسجيل مخصص للاعتراف بالالتزام المستقبلي. يتم إنشاء أصل، كجزء من ممتلكات النفط والغاز، بحيث يمثل القيمة المخصومة لالتزام استعادة الموقع المتوقعة والمخفضة على مدى عمر الحقل على أساس الإنتاج. يعترف مدخل المحاسبة المقابل لإنشاء الأصول بالقيمة المخفضة التي تحدث بها.

3.18 الالتزامات الطارئة

لا يتم الاعتراف بالمطلوبات الطارئة في بيان المركز المالي المجمع ولكن يتم الإفصاح عنها إلا إذا كان من المستبعد تدفق موارد تمثل منافع اقتصادية.

لا يتم الاعتراف بالموجودات الطارئة في بيان المركز المالي المجمع، ولكن يتم الإفصاح عنها عندما يكون من المرجح استلام منافع اقتصادية.

3.19 الاعتراف بالإيرادات

يتم الاعتراف بالإيرادات عند الوفاء بالتزام الأداء من خلال تحويل البضائع أو الخدمات المتفق عليها إلى العميل. يتم الوفاء بمعايير التحويل عندما يحصل العميل على السيطرة. يتم قياس الإيرادات بسعر المعاملة المخصص لالتزام الأداء ذي الصلة.

يتم الاعتراف بالإيرادات من إنتاج الهيدروكربونات، التي يكون للمجموعة فيها مصلحة مع منتجين آخرين، على أساس المصلحة العاملة للمجموعة / استحقاقها وشروط عقود مشاركة الإنتاج ذات الصلة.

تتكون إيرادات المجموعة بشكل رئيسي من منتجات النفط والغاز الطبيعي. يتم الاعتراف بإيرادات منتجات النفط والغاز في وقت التسليم إلى نقطة التسليم التعاقدية. هذا هو الحال بشكل عام، إذا مر النفط بسكة السفينة أو في حالة إمدادات النفط والغاز عبر خط أنابيب، عند اجتياز نقاط التسليم المتفق عليها وقبول العميل للمنتج.

تنطبق المعايير التالية أيضاً على معاملات الإيرادات المحددة الأخرى:

عقود الاستلام أو الدفع
بموجب هذه العقود، تقوم المجموعة بعقد ارتباط توريد طويل الأجل مقابل ارتباط من المشتري بالسداد مقابل الحد الأدنى من الكميات سواء تسلمها أو لم يتسلمها. تتضمن هذه الارتباطات مخصصات وقائية (في حالة القوة القهرية) وللتسوية. عندما يحق للمشتري في تاريخ لاحق استلام كمية من المنتج "كتعويض"، يتم تأجيل تحقق الإيرادات ولا يتم تحققها إلا عند تسليم المنتج أو عندما لا يكون بالإمكان تسليمه. إذا لم تنص الشروط التعاقدية على مثل هذا الخيار، يتم تحقق الإيرادات عند المطالبة بالشروط الجزائية المنصوص عليها بعقد التسليم أو الدفع.

إيرادات التعرفة
يتم الاعتراف بالإيرادات من تعرفة الأنابيب عندما يتم نقل الهيدروكربونات من خلال خط الأنابيب/المرافق.

إيرادات الفوائد
يتم الاعتراف بإيرادات الفوائد متى استحقت الفوائد باستخدام طريقة الفائدة الفعلية.

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.20 التصفية أقل/ أعلى

بالنسبة لمعاملات التصفية أقل/ أعلى، تتبع المجموعة أحد الطرق الشائعة في قطاع النفط والغاز وهي "طريقة تعديل الإيرادات" بموجب"طريقة الاستحقاق". وفقا لطريقة تعديل الإيرادات، يتم تسجيل فائض المنتجات المباعة خلال الفترة عن حصة ملكية أحد المشاركين في الإنتاج من الممتلكات كالتزام في تاريخ التقرير بالسعر الفوري أو سعر العقد السائد ويتم الإفصاح عن التأثير المقابل كـ "تصفية أقل/ أعلى" . وبالعكس، يسجل الجزء المستحق كأصل متعاقد عليه (مستحق) في تاريخ التقرير بالسعر الفوري أو سعر العقد السائد وتأثير التقرير المقابل كـ "تصفية أقل/ أعلى".

3.21 الضرائب

إن مصروف أو ائتمان ضريبة الدخل للفترة يمثل الضريبة المستحقة على الدخل الخاضع للضريبة للفترة الحالية بناءً على معدل ضريبة الدخل المطبق بالنسبة لكل جهة اختصاص، والمعدل مقابل التغيرات في موجودات ومطلوبات الضريبة المؤجلة المتعلقة بالفروق المؤقتة وخسائر الضرائب غير المستخدمة.

يتم احتساب رسوم ضريبة الدخل الحالية على أساس قوانين الضرائب التي تم إصدارها أو سنها بشكل جوهري في نهاية فترة البيانات المالية في الدول التي تنتج فيها المجموعة الدخل الخاضع للضريبة. تقوم الإدارة بشكل دوري بتقييم المراكز التي يتم إدراجها في الإقرارات الضريبية فيما يتعلق بالحالات التي تخضع فيها اللائحة الضريبية المطبقة للتفسير. تقوم الإدارة باحتساب مخصصات متى كان ذلك مناسباً على أساس المبالغ المتوقع سدادها لإدارات الضرائب.

يتم احتساب ضريبة الدخل المؤجلة بالكامل، باستخدام طريقة الالتزام، على الفروق المؤقتة الناشئة بين الأسس الضريبية للموجودات والمطلوبات وقيمها الدفترية في البيانات المالية المجمعة. ومع ذلك، لا يتم الاعتراف بمطلوبات الضريبة المؤجلة إذا نشأت من الاعتراف المبدئي بالشهرة. ولا يتم أيضًا المحاسبة عن ضريبة الدخل المؤجلة إذا نشأت عن الاعتراف المبدئي بأصل أو التزام في معاملة بخلاف دمج الأعمال بحيث لا يؤثر وقت المعاملة على الربح أو الخسارة المحاسبية أو الربح أو الخسارة الخاضعة للضريبة. يتم تحديد الضريبة المؤجلة بواسطة معدلات الضرائب (والقوانين) التي تم إصدارها أو سنها بشكل جوهري في نهاية فترة البيانات المالية، ومن المتوقع تطبيقها عند تحقيق أصل ضريبة الدخل المؤجلة ذي الصلة أو تسوية التزام ضريبة الدخل المؤجلة.

يتم الاعتراف بموجودات الضريبة المؤجلة فقط إذا كان من المحتمل أن تكون هناك مبالغ خاضعة للضريبة في المستقبل يمكن استخدامها للاستفادة من تلك الفروق المؤقتة والخسائر. لا يتم الاعتراف بمطلوبات وموجودات الضريبة المؤجلة للفروق المؤقتة بين القيمة الدفترية والأساس الضريبي للاستثمارات في العمليات الأجنبية حيث تتمكن المجموعة من السيطرة على توقيت عكس الفروق المؤقتة، ومن المحتمل ألا يتم عكس الفروق في المستقبل القريب.

يتم مقاصة موجودات ومطلوبات الضريبة المؤجلة عندما يكون هناك حق قانوني ملزم لمقاصة موجودات الضرائب الحالية مقابل مطلوبات الضريبة الحالية وعندما تتعلق ضريبة الدخل المؤجلة بنفس الإدارة الضريبية. يتم مقاصة موجودات ومطلوبات الضريبة الحالية عندما يكون هناك حق قانوني ملزم للمقاصة أو النية إما للتسوية على أساس الصافي أو تحقيق الأصل وتسوية الالتزام في آن واحد.

يتم الاعتراف بالضرائب الحالية والمؤجلة في بيان الدخل المجمع، باستثناء الحالات التي تتعلق بالعناصر المعترف بها في الإيرادات الشاملة الأخرى أو مباشرة في حقوق الملكية. في هذه الحالة، يتم الاعتراف بالضريبة أيضًا في بيان الدخل الشامل المجمع أو مباشرة في حقوق الملكية على التوالي.

لقد طبقت المجموعة الإعفاء الإلزامي بشأن الاعتراف والإفصاح عن المعلومات حول موجودات ومطلوبات الضريبة المؤجلة المتعلقة بضرائب الدخل طبقًا لقواعد الركيزة الثانية (أي ضرائب الدخل الناتجة عن تطبيق القواعد النموذجية للركيزة الثانية الصادرة عن منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية، حسب جهات الاختصاص).

3. معلومات السياسات المحاسبية المادية (تتمة)

3.22 عقود الإيجار

تقوم المجموعة بتأجير الأرض والمبنى والسفن. عادة ما تكون عقود الإيجار لفترات معينة وقد تحتوي خيارات تمديد. يتم التفاوض على شروط التأجير على أساس فردي وتحتوي على مجموعة واسعة من الشروط والأحكام المختلفة. لا تفرض اتفاقيات الإيجار أي عهود، ولكن لا يجوز استخدام الموجودات المؤجرة كضمان لأغراض الاقتراض.

تم إدراج الإيجارات كموجودات حق الاستخدام والمطلوبات المناظرة في تاريخ توفر الأصل المؤجر للاستخدام من قبل المجموعة. يتم تخصيص كل دفعة إيجار بين المسؤولية وتكلفة التمويل. يتم تحميل تكلفة التمويل على بيان الدخل المجمع على مدى فترة الإيجار وذلك لتحقيق معدل فائدة دوري ثابت على الرصيد المتبقي للمطلوبات لكل فترة.

يتم استهلاك موجودات حق الاستخدام على مدى العمر الإنتاجي للأصل أو مدة الإيجار، أيهما أقصر وفقاً لطريقة القسط الثابت.

يتم قياس الموجودات والمطلوبات الناشئة عن الإيجارات مبدئياً على أساس القيمة الحالية. تشمل مطلوبات الإيجار صافي القيمة الحالية لدفعات الإيجار التالية:

- الدفعات الثابتة (بما في ذلك الدفعات الثابتة الجوهرية) ناقصاً أي أرصدة حوافز إيجار مدينة؛ و
- دفعات الإيجار المتغيرة التي تستند إلى مؤشر أو معدل.
- المبالغ التي يتوقع أن يدفعها المستأجر بموجب ضمانات القيمة المتبقية
- سعر ممارسة خيار الشراء إذا كان المستأجر متأكدًا بشكل معقول من ممارسته لهذا الخيار؛ و
- دفعات غرامات إنهاء العقد، إذا كانت مدة عقد الإيجار تعكس ممارسة المستأجر لهذا الخيار.

يتم أيضًا تضمين دفعات الإيجار التي يتم إجراؤها بموجب خيارات تمديد معينة بشكل معقول في قياس المطلوبات.

يتم خصم دفعات الإيجار باستخدام معدل الاقتراض الإضافي للمستأجر، وهو المعدل الذي يتعين على المستأجر دفعه لاقتراض الأموال اللازمة للحصول على أصل ذي قيمة مماثلة في بيئة اقتصادية مماثلة مع شروط وأحكام مماثلة.

لتحديد معدل الاقتراض الإضافي، تقوم المجموعة بـ:
- استخدام النهج التراكمي الذي يبدأ بمعدل خالٍ من المخاطر (أي تقلبات عائد الفائدة)؛
- بالإضافة إلى تعديل فروقات التمويل (فروقات ائتمان المستأجر).

لبيان معدل الاقتراض الكلي المقدر الذي يجب على المستأجر دفعه بمفرده، حتى لو تم تحقيق التمويل بأكمله من خلال هيكل دين المجموعة.

يتم تخصيص مدفوعات الإيجار بين الأصل وتكلفة التمويل. ويتم تحميل تكلفة التمويل في بيان الدخل المجمع على مدى فترة الإيجار لإنتاج معدل فائدة دوري ثابت على الرصيد المتبقي من الالتزام لكل فترة.

تقاس موجودات حق الاستخدام بالتكلفة وتتألف من التالي:
- مبلغ القياس المبدئي لالتزام الإيجار؛
- أي دفعات إيجار يتم دفعها في أو قبل تاريخ البدء ناقصاً أي حوافز إيجار مستلمة.
- أي تكاليف مبدئية مباشرة.
- تكاليف أعمال التجديد.

يتم اطفاء موجودات حق الاستخدام بشكل عام على مدى العمر الإنتاجي للموجودات أو مدة الإيجار، أيهما أقصر وفقاً لطريقة القسط الثابت.

يتم الاعتراف بالدفعات المرتبطة بعقود الإيجار قصيرة الأجل وعقود إيجار الموجودات منخفضة القيمة على أساس القسط الثابت كمصروف في بيان الدخل المجمع. عقود الإيجار قصيرة الأجل هي عقود إيجار مدتها 12 شهرًا أو أقل.

4. الأحكام المحاسبية المهمة والتقديرات غير المؤكدة والافتراضات

تطبيقاً للسياسات المحاسبية للمجموعة، يتطلب من الإدارة اتخاذ أحكام وتقديرات وافتراضات حول القيم الدفترية للموجودات والمطلوبات التي ليست واضحة من مصادر أخرى. تستند التقديرات والافتراضات ذات الصلة على الخبرة التاريخية وعوامل أخرى تعتبر ذات علاقة. قد تختلف النتائج الفعلية عن هذه التقديرات.

تتم مراجعة التقديرات وما يتعلق بها من افتراضات على أساس مستمر. يتم تسجيل التعديلات على التقديرات المحاسبية في الفترة التي يتم خلالها تعديل التقديرات إذا كان هذا التعديل لا يمس إلا تلك الفترة، أو خلال فترة التعديل والفترات المستقبلية إذا كان لهذا التعديل أثر على الفترات الحالية والمستقبلية.

الأحكام المحاسبية المهمة

في إطار تطبيق السياسات المحاسبية للمجموعة، قامت الإدارة بوضع الأحكام التالية التي لها التأثير الهام الأكبر على المبالغ المسجلة في البيانات المالية المجمعة:

تقييم السيطرة

عند تحديد السيطرة، تضع الإدارة في اعتبارها ما إذا كان لدى المجموعة قدرة عملية لتوجيه الأنشطة ذات الصلة لشركة مستثمر فيها لتوليد العائدات لصالحها. ويتطلب تقييم الأنشطة ذات الصلة والقدرة على استخدام السيطرة في التأثير على العائدات المتغيرة إصدار أحكام جوهرية.

الترتيبات المشتركة

يجب إصدار الأحكام لتحديد ما إذا كانت المجموعة تتمتع بسيطرة مشتركة على أحد الترتيبات والذي يتطلب تقييمًا للأنشطة ذات الصلة وما إذا كانت القرارات المتعلقة بتلك الأنشطة تتطلب موافقة بالإجماع. توصلت المجموعة إلى أن الأنشطة ذات الصلة لترتيباتها المشتركة هي تلك المتعلقة بالقرارات الرأسمالية والتشغيلية للترتيب، بما في ذلك الموافقة على الانفاق الرأسمالي السنوي وبرنامج الإنفاق التشغيلي وموازنة الترتيبات المشتركة والموافقة على مزودي الخدمات المختارين لأي إنفاق رأسمالي رئيسي حسبما تقتضي ترتيبات التشغيل المشتركة التي تسري على الترتيبات المشتركة للشركة. والاعتبارات التي تم وضعها في الاعتبار عند تحديد السيطرة المشتركة مماثلة لتلك الضرورية لتحديد السيطرة على الشركات التابعة.

يجب إصدار الأحكام أيضًا لتصنيف الترتيب المشترك. يتطلب تصنيف الترتيب المشترك من المجموعة تقييم حقوقها والتزاماتها الناتجة من الترتيب. وتضع المجموعة في اعتبارها ما يلي على وجه التحديد:

- هيكل الترتيب المشترك – ما إذا كان قد تم هيكلته عن طريق أداة منفصلة
- في حالة هيكلة الترتيب المشترك من خلال أداة منفصلة، تضع المجموعة في اعتبارها الحقوق والالتزامات الناتجة من:
- الشكل القانوني للأداة المنفصلة
- شروط الترتيب التعاقدي؛ و
- العوامل والظروف الأخرى على أساس كل حالة على حدة

غالبًا ما يتطلب التقييم أحكامًا جوهرية، والوصول إلى نتيجة مختلفة حول السيطرة المشتركة وما إذا كان الترتيب يتمثل في "عملية مشتركة" أو "مشروع مشترك" قد يؤثر بشكل مادي على المحاسبة.

التقديرات غير المؤكدة والافتراضات

فيما يلي الافتراضات الرئيسية التي تتعلق بالأسباب المستقبلية والمصادر الرئيسية الأخرى لعدم التأكد من التقديرات بتاريخ التقارير المالية والتي لها أثر جوهري يؤدي إلى تعديل مادي على القيم المدرجة بالدفاتر للموجودات والمطلوبات خلال السنة المالية اللاحقة. تستند تقديرات وافتراضات المجموعة إلى المؤشرات المتاحة عند إعداد البيانات المالية المجمعة. ولكن الظروف والافتراضات الحالية حول التطورات المستقبلية قد تتغير نتيجة للتغيرات أو الظروف الناتجة عن تغييرات أو ظروف خارج نطاق سيطرة المجموعة. تنعكس هذه التغيرات في الافتراضات عند حدوثها.

تقديرات الاحتياطي والموارد

يقدر الاحتياطي بقيمة الهيدروكربونات التي يمكن استخراجها من الناحية القانونية والاقتصادية من ممتلكات النفط والغاز للمجموعة. تقوم المجموعة بتقدير الاحتياطيات والموارد التجارية بناء على المعلومات المتوافرة لدى اللجنة التنفيذية للاحتياطيات وتستند إلى التقديرات المقدمة من مشغل الحقل، والبيانات الفنية والجغرافية حول حجم وعمق وشكل ومستوى الهيدروكربونات وتقنيات الإنتاج اللازمة ومعدلات الاسترداد. يتم استهلاك ممتلكات إنتاج النفط والغاز على أساس وحدة الإنتاج بمعدل يحتسب بالرجوع إلى إجمالي احتياطيات 2P.

تحدد الاحتياطيات التجارية باستخدام تقديرات النفط في الحقل وعوامل الاسترداد وأسعار النفط في المستقبل، حيث تؤثر أسعار النفط في المستقبل على إجمالي مبلغ الاحتياطيات الممكن استردادها ونسبة إجمالي الاحتياطيات الخاصة بالحكومة المضيفة للمشروع في إطار شروط اتفاقات المشاركة في الإنتاج. تقدر تكاليف التطوير المستقبلية باستخدام افتراضات تتعلق بعدد الآبار المطلوبة لإنتاج الاحتياطيات التجارية وتكلفة كل بئر ومرافق الإنتاج المتعلقة به وغيرها من التكاليف الرأسمالية.

4. الأحكام المحاسبية المهمة والتقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

التقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

تقديرات الاحتياطي والموارد (تتمة)
تقوم المجموعة بتقدير وتسجيل الاحتياطيات الهيدروكربونية وفقًا للمبادئ الصادرة من جمعية مهندسي البترول، ونظام إعداد تقارير الإدارة حول الموارد النفطية.

في حالة مواجهة احتمالات التغير في الافتراضات الاقتصادية المستخدمة، والتوصل إلى معلومات جيولوجية إضافية خلال تشغيل الحقل أمرًا قائمًا، فمن المحتمل أن يؤدي إلى تغير تقديرات الاحتياطيات الممكن استردادها. وقد تؤثر هذه التغييرات على المركز والنتائج المالية المسجلة للمجموعة والتي تتضمن ما يلي:

- احتمال أن تتأثر القيمة الدفترية لموجودات الاستكشاف والتقييم، وممتلكات النفط والغاز، والعقارات وبنود الموجودات الثابتة الأخرى والشهرة نتيجة التغييرات في التدفقات النقدية المستقبلية المقدرة،
- احتمال أن تتغير معدلات الاستهلاك والاستنفاذ والإطفاء في بيان الدخل المجمع حيث يتم تحديد هذه المعدلات باستخدام طريقة وحدات الإنتاج، أو في حالة تغيير الأعمار الإنتاجية للموجودات ذات الصلة،
- احتمال أن تتغير مخصصات الازالة حيث يؤثر التغير في تقديرات الاحتياطي على التوقعات الخاصة بتوقيت تنفيذ هذه الأنشطة وتقدير التكاليف المتعلقة بها،
- احتمال أن يتغير تحقق القيمة الدفترية لموجودات الضرائب المؤجلة نتيجة للتغيرات في الأحكام المتعلقة بوجود هذه الموجودات، والتقديرات المرجحة لاسترداد هذه الموجودات.

استهلاك ممتلكات النفط والغاز باستخدام طريقة وحدات الإنتاج
يتم استهلاك ممتلكات النفط والغاز باستخدام طريقة وحدات الإنتاج على الاحتياطيات المحتملة والمؤكدة. وتؤدي هذه الطريقة إلى حساب قيمة الاستهلاك والاستنفاذ والإطفاء بالتناسب مع الإنتاج المتبقي المقدر من الحقل.

يتم تقييم أعمار البنود بشكل منفصل على أساس سنوي مع الأخذ في الاعتبار قيود العمر المادي والتقييمات الحالية للاحتياطيات الاقتصادية الممكن استردادها من الحقل الذي يتواجد فيه الأصل. تتطلب هذه الحسابات استخدام تقديرات وافتراضات تتضمن قيمة الاحتياطيات الممكن استردادها، وتقدير المصروفات الرأسمالية المستقبلية. ومن المحتمل أن يتأثر حساب معدل استهلاك وحدات الإنتاج إلى المدى الذي يختلف معه الإنتاج الفعلي في المستقبل عن التقديرات الحالية للإنتاج بناء على إجمالي الاحتياطيات المحتملة والمؤكدة، أو تغير تقدير المصروفات الرأسمالية المستقبلية. من الممكن أن تحدث هذه التغييرات نتيجة التغير في العوامل أو الافتراضات المستخدمة لتقدير الاحتياطيات ومن بينها:

- تأثر الاحتياطيات المثبتة بالفروق بين الأسعار الفعلية والافتراضية للبضاعة، أو
- مشكلات تشغيلية غير متوقعة.
- يتم المحاسبة عن التغييرات على أساس مستقبلي.

إمكانية استرداد ممتلكات النفط والغاز
تقوم المجموعة في تاريخ كل تقرير مالي بتقييم كل أصل أو وحدة توليد النقد (باستثناء الشهرة التي يتم تقييمها سنويًا بصرف النظر عن المؤشرات) لتحديد ما إذا كان هناك أي مؤشر على وجود انخفاض في القيمة. فإذا ما وجد هذا المؤشر، يتم إجراء تقدير رسمي للمبلغ الممكن استرداده الذي يمثل القيمة العادلة ناقصًا التكاليف حتى البيع أو القيمة اثناء الاستخدام أيهما أعلى. تتطلب هذه التقييمات استخدام تقديرات وافتراضات مثل أسعار النفط على المدى الطويل (مع الأخذ في الاعتبار الأسعار الحالية والتاريخية واتجاهات الأسعار والعوامل ذات الصلة)، ومعدلات الخصم، وتكاليف التشغيل، والمتطلبات الرأسمالية المستقبلية، وتكاليف الازالة ، وإمكانات الاستكشاف، وتقديرات الاحتياطيات، والأداء التشغيلي (الذي يتضمن حجم الإنتاج والمبيعات). تخضع هذه التقديرات والافتراضات للمخاطر وعدم التأكد. وبالتالي، فمن المحتمل أن تؤثر التغيرات في الظروف على هذه التوقعات، والتي قد تؤثر بالتالي على المبلغ الممكن استرداده للأصل و/أو الوحدة المولدة للنقد.

تعرف القيمة العادلة على أنها المبلغ الذي يمكن الحصول عليه من بيع الأصل في معاملة تجارية بحتة بين أطراف مطلعة وراغبة. وتعرف القيمة العادلة لموجودات النفط والغاز على أنها القيمة الحالية للتدفقات النقدية المستقبلية المقدرة الناشئة من الاستخدام المستمر للموجودات، وتتضمن تقديرات مثل تكلفة خطط التوسع المستقبلية والاستبعاد النهائي، وتحدد باستخدام الافتراضات التي قد يضعها مشارك مستقل في السوق في الاعتبار. يتم خصم التدفقات النقدية للقيمة الحالية لها باستخدام معدل خصم يعكس التقييمات الحالية للقيمة الزمنية للأموال والمخاطر المرتبطة بالأصل. وضعت الإدارة تقييم لوحدات إنتاج النفط لديها كحقل واحد وهو ما يمثل أقل مستوى تكون عنده التدفقات النقدية مستقلة بشكل كبير عن الموجودات الأخرى.

4. الأحكام المحاسبية المهمة والتقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

التقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

تكاليف الازالة
تتكبد المجموعة تكاليف الازالة في نهاية العمر التشغيلي لبعض مرافق وممتلكات المجموعة. وتقوم المجموعة بتقييم مخصص الازالة في تاريخ كل تقرير. إن تكاليف الازالة النهائية غير مؤكدة ومن المحتمل أن تتغير تقديرات التكاليف تبعًا لعدد من العوامل من بينها تغيير المتطلبات القانونية ذات الصلة، أو تقديرات حجم وتكاليف أنشطة الازالة ، أو ظهور تقنيات جديدة لتجديد الموقع أو ظهور خبرات في مواقع إنتاج أخرى.

من المحتمل أن يطرأ تغيير على الإطار الزمني المتوقع ومدى المصروفات وقيمتها نتيجة على سبيل المثال للتغير في الاحتياطيات أو التغير في القوانين والنظم أو تفسيرها. وبناء عليه، يتم إعداد تقديرات وافتراضات جوهرية لتحديد مخصص الازالة. ونتيجة لذلك، فمن الممكن إجراء تعديلات جوهرية على المخصصات التي تم إنشاءها بما قد يؤثر على النتائج المالية المستقبلية.

يمثل المخصص في تاريخ التقارير المالية أفضل تقدير للإدارة للقيمة الحالية لتكاليف الازالة المستقبلية المطلوبة.

ضرائب الدخل
تخضع المجموعة لضريبة الدخل في العديد من جهات الاختصاص ويتعين اتخاذ أحكام مهمة في احتساب مخصص ضرائب الدخل. وخلال سياق الأعمال العادي، هناك معاملات وعمليات احتساب ليس تحديد الضريبة النهائية لها أمرًا مؤكدًا. نتيجة لذلك، تعترف المجموعة بمطلوبات الضريبة استنادًا إلى تقديراتها حول ما إذا كانت ستستحق ضرائب إضافية وفوائد على المجموعة أم لا.

يتم الاعتراف بهذه المطلوبات الضريبية عندما ترى المجموعة أنه على الأرجح ألا تقبل إدارة الضرائب مركزها الضريبي بالإقرار المقدم، ومع ذلك، تعتقد المجموعة أن مراكز المجموعة بإقراراتها الضريبية تحظى بالتأييد. وفي هذه الحالات، تسجل المجموعة أرصدتها الضريبية استنادًا إما إلى المبلغ الأكثر احتمالاً أو القيمة المتوقعة، والتي من شأنها ترجيح العديد من السيناريوهات المحتملة. ترى الشركة أن المصروفات المستحقة المسجلة لمطلوباتها الضريبية كافية لكافة سنوات التدقيق المفتوحة بناءً على التقييم الذي أجرته الشركة بشأن العديد من العوامل، من بينها الخبرة السابقة وتفسيرات قانون الضرائب.

ولا توجد أي مراكز ضريبية مادية غير مؤكدة كما في 31 ديسمبر 2025. يستند هذا التقييم إلى التقديرات والافتراضات وقد ينطوي على مجموعة من الأحكام المعقدة التي تم اتخاذها حول الأحداث المستقبلية. وبقدر ما تختلف النتيجة الضريبية النهائية بشأن هذه الأمور عن المبالغ المسجلة، سيكون للفروق الناتجة تأثير على مصروفات ضريبة الدخل في الفترة التي تم فيها تحديدها.

استرداد موجودات الضرائب المؤجلة
ينبغي اتخاذ أحكام لتحديد أنواع الترتيبات الواجب مراعاتها التي تعتبر كضرائب على الدخل مقابل تكاليف التشغيل. كما يجب اتخاذ أحكام لتحديد ما إذا كان سيتم تحقق موجودات ضرائب الدخل المؤجلة في بيان المركز المالي المجمع. تتطلب موجودات ضرائب الدخل المؤجلة – بما فيها تلك الناتجة من خسائر الضرائب غير المستخدمة- من الإدارة تقييم احتمال أن تتمكن المجموعة من توليد أرباح خاضعة للضرائب في فترات مستقبلية لاستخدام الموجودات المدرجة لضرائب الدخل المؤجلة. إن الافتراضات الخاصة بإنتاج أرباح خاضعة للضرائب في المستقبل تعتمد على تقديرات الإدارة للتدفقات النقدية المستقبلية. ويعتمد تقدير الإيرادات المستقبلية الخاضعة للضرائب على التدفقات النقدية المتوقعة من العمليات (التي تتأثر بحجم الإنتاج والمبيعات، وأسعار النفط والغاز الطبيعي، والاحتياطيات، وتكاليف التشغيل، وتكاليف الإزالة ، والمصروفات الرأسمالية، وتوزيعات الأرباح وغيرها من معاملات إدارة رأس المال) والأحكام الخاصة بتطبيق القوانين الحالية في كل دولة.

من المحتمل أن تتأثر قدرة المجموعة على تحقيق صافي موجودات ضرائب الدخل المؤجلة في تاريخ التقارير المالية إلى المدى الذي قد تختلف فيه التدفقات النقدية المستقبلية والإيرادات الخاضعة للضرائب عن التقديرات.

إضافة إلى ذلك، فإن التغيرات المستقبلية في قوانين وتشريعات الضرائب التي تعمل المجموعة بموجبها قد تقيد قدرة المجموعة على الحصول على خصومات ضريبية في فترات مستقبلية.

4. الأحكام المحاسبية المهمة والتقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

التقديرات غير المؤكدة والافتراضات (تتمة)

الانخفاض في قيمة الذمم المدينة التجارية
تقدر المجموعة الخسارة الائتمانية المتوقعة بالنسبة للذمم المدينة التجارية. يتطلب تطبيق المتطلبات المحاسبية لقياس الخسارة الائتمانية المتوقعة وضع أحكام جوهرية، مثل:

- تحديد معيار الزيادة الكبيرة في مخاطر الائتمان
- اختيار نماذج مناسبة وافتراضات لقياس خسارة الائتمان المتوقعة
- تحديد العدد والوزن النسبي للسيناريوهات المستقبلية لكل نوع من المنتجات / الأسواق وما يرتبط بها من خسارة ائتمانية متوقعة.
- تحديد مجموعة من الموجودات المالية المماثلة لغرض قياس مخاطر خسارة الائتمان المتوقعة.

5. الإيرادات من العقود مع العملاء

تستمد المجموعة إيراداتها من بيع النفط والغاز المسال عند نقطه زمنية.

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
مبيعات النفط	170,165	156,040
مبيعات الغاز	67,540	70,982
مبيعات الغاز المسال	216,941	221,992
	454,646	449,014

6. تكلفة العمليات

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
تكاليف تشغيلية	102,405	100,271
استنفاذ ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 12)	199,772	171,464
استهلاك موجودات حق الاستخدام (إيضاح 15)	120	120
مخصص مخزون بطيء الحركة - بالصافي	481	367
التصفية أعلى / (أقل) - بالصافي	4,162	(1,879)
رسوم الامتياز	6,525	7,230
	313,465	277,573

7. صافي (خسائر الانخفاض في القيمة) / رد الانخفاض في القيمة

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
خسائر الانخفاض في القيمة		
ممتلكات النفط والغاز	(1,245)	(7,628)
رد خسائر الانخفاض في القيمة		
ممتلكات النفط والغاز	100	1,834
موجودات الاستكشاف والتقييم (إيضاح 13)	-	46,793
صافي (خسائر الانخفاض في القيمة) / رد الانخفاض في القيمة	(1,145)	40,999

7. صافي (خسائر الانخفاض في القيمة) / رد الانخفاض في القيمة (تتمة)

عند تقييم ما إذا كان من الضروري تسجيل الانخفاض في القيمة، تتم مقارنة القيمة الدفترية للأصل أو وحدة توليد النقد بالقيمة الممكن استردادها للأصل. تمثل القيمة الممكن استردادها القيمة العادلة للأصل أو وحدة إنتاج النقد ناقصًا تكاليف البيع أو قيمة الاستخدام، أيهما أعلى. ونظرًا لطبيعة أنشطة المجموعة، عادة ما يكون من الصعب الحصول على معلومات عن القيمة العادلة لأصل ما لم تكن المفاوضات مع المشترين المحتملين جارية. وبالتالي، ما لم يشار إلى خلاف ذلك، تتمثل القيمة الممكن استردادها المستخدمة في تقييم مصروفات انخفاض القيمة المبينة أدناه في قيمة الاستخدام. تقوم المجموعة بصورة عامة بتقدير القيمة أثناء الاستخدام بواسطة نماذج التدفقات النقدية المخصومة.

تعتبر عملية احتساب قيمة الاستخدام للوحدات المولدة للنقد المرتبطة بإنتاج واستكشاف النفط الأكثر حساسية للافتراضات التالية:
- معدلات الخصم
- أسعار الهيدروكربونات.

تستند كميات الإنتاج المقدرة إلى البيانات المفصلة عن الحقول وتأخذ في اعتبارها خطط التطوير للحقول والتي تمت الموافقة عليها من قبل الإدارة كجزء من عملية التخطيط طويل الأجل.

يتم خصم التدفقات النقدية المستقبلية إلى قيمتها الحالية باستخدام معدلات خصم تتراوح بين 6.41% إلى 12.54% (31 ديسمبر 2024: من 6.20% إلى 16.49%) بناء على خصائص المخاطر المحددة للوحدات المولدة للنقد ذات الصلة.

تحليل الحساسية

يعرض الجدول التالي الحساسية للتغيرات المحتملة بصورة معقولة في الافتراضات وأثرها على ربح السنة:

	التغير في النسبة %	2025 الأثر على الربح	2024 الأثر على الربح
	%	دينار كويتي	دينار كويتي
معدل الخصم	+1	(44,457)	(22)
أسعار النفط الخام والغاز الطبيعي المسال	-10	(90,907)	(2,233)

تستند معدلات الخصم على متوسط التكلفة المرجح لرأس المال، محسوبًا باستخدام نموذج تسعير الموجودات الرأسمالية وتطبيق نهج القيمة المستخدمة. ولأغراض استخدام نهج القيمة المستخدمة، أخذت المجموعة في الاعتبار مستويات المديونية الخاصة بها وتكلفة الدين، بعد فحصها وفقًا لنهج قائم على السوق وللمنشآت الأخرى التي لديها محفظة موجودات، ذات فترة مماثلة. وتم إجراء التعديلات المناسبة لتحديد معدل الخصم قبل الضريبة. تنعكس المخاطر الخاصة بالموجودات أو الوحدات المولدة للنقد قيد المراجعة في المتوسط المرجح لتكلفة رأس المال فقط عندما لا تنعكس في التدفقات النقدية. يتم دمج المخاطر الخاصة بالقطاع من خلال تطبيق عوامل بيتا الفردية. يتم تقييم عوامل بيتا سنويًا بناءً على بيانات السوق المتاحة للعامة.

تستند أسعار النفط والغاز المتوقعة على تقديرات الإدارة وبيانات السوق المتاحة والنظر في تسعير المنحنى الآجل على مدار الفترة التي يوجد فيها سوق سائل. بعد ذلك، نعود إلى افتراض أسعار النفط طويلة الأجل الذي يأخذ في الاعتبار وجهات النظر طويلة الأجل للعرض والطلب العالميين في بيئة متغيرة، لا سيما فيما يتعلق بمخاطر المناخ، بناءً على الخبرة السابقة لمجال الأعمال وبما يتفق مع المصادر الخارجية. تم تعديل أسعار النفط الخام لتعكس الآراء المعدلة لأسعار النفط على المدى الطويل.

حساب القيمة العادلة مطروحا منه تكلفة الإستبعاد حساس لتحديد تكاليف الإستبعاد، إن تكاليف الإستبعاد هى التكاليف الإضافية التى تعزي مباشرة إلى استبعاد الموجودات (مجموعة الإستبعاد) بإستثناء تكاليف التمويل و ومصروفات ضريبة الدخل.

8. مصاريف عمومية وإدارية

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
رواتب الموظفين والتكاليف ذات الصلة	26,628	26,202
تكاليف مكاتب ومرافق	250	236
إصلاحات وصيانة	176	150
أتعاب مهنية	7,482	5,632
مصروفات السفر	907	1,035
التدريب	1,074	994
استهلاك - ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (إيضاح 12)	649	722
استهلاك موجودات حق الاستخدام (إيضاح 15)	364	364
علاقات عامة	204	285
أخرى	5,151	4,615
	42,885	40,235
ناقصاً: تكاليف معاد توزيعها على المشاريع	(32,143)	(30,055)
	10,742	10,180

9. صافي مصاريف أخرى

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
(إيرادات) / مصروفات أخرى	(356)	576
خسارة تحويل عملة أجنبية	4,884	325
ربح من استبعاد موجودات - بالصافي	(21)	(116)
	4,507	785

10. تكاليف التمويل

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
تخفيض الخصم لمخصص الإزالة	8,331	9,708
مصروف الفائدة على مطلوبات الإيجار (إيضاح 15)	199	210
تكلفة تمويل القروض وغيرها	167	169
	8,697	10,087

11. مصروف الضرائب

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
ضريبة دخل خارجية		
متداولة:		
المحمل للسنة	64,702	56,156
(رد) / محمل للسنة - ضريبة إيجار موارد بترولية	(1,789)	2,774
المؤجلة:		
(رد) / محمل للسنة	(11,234)	7,982
المحمل للسنة - ضريبة إيجار موارد بترولية	(671)	(243)
	51,008	66,669

تتباين معدلات الضرائب المطبقة على الأرباح الناتجة من العمليات الأجنبية من 23% إلى 52.5% (31 ديسمبر 2024: 23% إلى 52.5%).

11. مصروفات الضرائب (تتمة)

يتضمن مصروف ضريبة الدخل المعترف به في بيان الدخل المجمع خلال سنة 2025 مبلغ لا شيء فيما يتعلق بضرائب الدخل طبقًا للركيزة الثانية.

طرح الإطار الشامل الصادر عن منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية / مجموعة العشرين بشأن مشروع مكافحة تآكل الوعاء الضريبي وتحويل الأرباح القواعد النموذجية بموجب الركيزة الثانية فيما يخص مشروع مكافحة تآكل الوعاء الضريبي العالمي ("القواعد") والمطبقة على الكيانات متعددة الجنسيات ذات الإيرادات السنوية التي تزيد عن 750 مليون يورو طبقًا لبياناتها المالية المجمعة. وتعد المجموعة جزءًا من مجموعة أوسع من الكيانات متعددة الجنسيات المملوكة لمؤسسة البترول الكويتية. ولا ينعكس في البيانات المالية المجمعة للمجموعة سوى تأثير الركيزة الثانية على المجموعة فقط (إن وجد). وتقدم القواعد النموذجية للركيزة الثانية آليات ضريبية جديدة يتعين بموجبها على الكيانات متعددة الجنسيات دفع حد أدنى من الضرائب (ضريبة الحد الأدنى).

- الحد الأدنى من الضريبة التكميلية المحلية المؤهلة
- قاعدة تضمين الدخل
- قاعدة المدفوعات/الأرباح منخفضة الضرائب.

يمكن للآليات الضريبية الجديدة فرض حد أدنى من الضريبة على الدخل الناتج في كل جهة اختصاص يعمل فيها الكيان متعدد الجنسيات. ويتحقق ذلك من خلال الحد الأدنى من الضريبة التكميلية المحلية المؤهلة وقاعدة تضمين الدخل، وقاعدة المدفوعات/الأرباح منخفضة الضرائب، إذ يتم فرض ضريبة تكميلية في جهة الاختصاص التي يقل فيها معدل الضرائب الفعلي المحدد على أساس الاختصاص ضمن قواعد الركيزة الثانية عن نسبة 15% كحد أدنى.

بتاريخ 23 مايو 2023، أصدر مجلس معايير المحاسبة الدولية الإصلاح الضريبي الدولي بموجب القواعد النموذجية للركيزة الثانية – تعديلات على معيار المحاسبة الدولي 12 (التعديلات). وتوضح التعديلات أن معيار المحاسبة الدولي 12 يسري على ضرائب الدخل الناتجة من القانون الضريبي الذي تم إصداره أو سنه بشكل جوهري لتطبيق القواعد النموذجية للركيزة الثانية التي نشرتها منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية، بما في ذلك القانون الضريبي الذي يطبق الحد الأدنى من الضريبة التكميلية. وقد طبقت المجموعة هذه التعديلات والتي تتضمن:

- استثناء إجباري ومؤقت فيما يخص المحاسبة عن الضرائب المؤجلة من التطبيق الاختصاصي للقواعد النموذجية للركيزة الثانية.
- متطلبات الإفصاح للمنشآت المتأثرة لمساعده مستخدمي البيانات المالية على استيعاب أفضل لتعرض المنشأة للمخاطر فيما يخص ضرائب دخل الركيزة الثانية الناتجة عن ذلك التشريع.

لقد تم بالفعل إصدارأو سن تشريع الركيزة الثانية لدى عدة جهات اختصاص تعمل فيها المجموعة اعتباراً من 1 يناير 2024. وبالنسبة للمجموعة، هذا قد يعني أن التشريع الجديد ساري للسنة المالية التي تبدأ في 1 يناير 2024. وجدير بالذكر أن تشريعات الركيزة الثانية تسري فقط في بعض جهات الاختصاص اعتبارًا من 1 يناير 2025. علاوةً على ذلك، أصبحت قاعدة الأرباح الخاضعة لمعدل ضريبي منخفض سارية اعتبارًا من 1 يناير 2025. هذه التطورات يمكن أن تشير إلى أن الحقوق الضريبية المحولة إلى مستوى مختلف أو جهات الاختصاص التي لم يسبق أن اندرجت ضمن القواعد النموذجية للركيزة الثانية في عام 2024 قد أصبحت الآن مندرجة ضمن نطاق القواعد النموذجية للركيزة الثانية.

قد يوفر نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية إعفاءً مؤقتًا لمدة (أقصاها) ثلاث سنوات من الالتزامات المتعلقة بالتقارير والامتثال المتعلقة بالركيزة الثانية. ينطبق هذا النظام في حال استيفاء جهة الاختصاص لأحد اختبارات نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية الثلاثة. إذا تم استيفاء أحد اختبارات نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية من قبل جهة اختصاص، يتم اعتبار الضريبة الإضافية بموجب الركيزة الثانية لتلك الجهة صفرًا. إذا لم تتأهل جهة الاختصاص لاجتياز اختبار نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية في أي سنة، فإن ذلك سيؤدي تلقائيًا إلى استبعاد تلك الجهة الاختصاصية من تطبيق نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية في السنوات المتبقية (إن وجدت). في حال لم تتأهل جهة الاختصاص لاجتياز نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالي، يتعين عليها تطبيق التنفيذ المحلي الأكثر تفصيلًا لقواعد نموذج منع تآكل الوعاء الضريبي لتحديد ما إذا كان يترتب على جهة الاختصاص أي التزام ضريبي إضافي. وبالتالي، عدم التأهل لاجتياز نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية لا يعني تلقائيًا أنه سيترتب التزام ضريبي إضافي، بل سيحدث ذلك فقط إذا كان معدل الضريبة الفعلي لجهة الاختصاص أقل من 15% بموجب تطبيق قواعد نموذج منع تآكل الوعاء الضريبي.

11. مصروفات الضرائب (تتمة)

أجرت المجموعة تقييمًا لمدى تعرضها لضرائب الدخل المرتبطة بالركيزة الثانية استنادًا إلى آلية تبادل التقارير لكل دولة على حدة والبيانات الأخرى ذات الصلة، كي تتمكن من تحديد مدى استيفاء اختبارات إمكانية تطبيق إعفاء الملاذ الآمن بشأن التقارير لكل دولة على حدة والتي بموجبها سيتم تقدير الضريبة التكميلية الناشئة عن الركيزة الثانية لجهة الاختصاص بقيمة صفرية. وبالنسبة لجهات الاختصاص التي تندرج ضمن قواعد الركيزة الثانية للسنة المالية 2025 والتي لا يمكنها الاعتماد على إعفاء الملاذ الآمن بشأن التقارير لكل دولة على حدة فيما يخص السنة المالية 2025، والتي لا يُتوقع أن تستوفي أحد اختبارات نظام الأمان المؤقت لتقارير CbCR الانتقالية، فمن المتوقع أن يكون معدل الضريبة الفعلي للركيزة الثانية لجهة الاختصاص أعلى من 15٪، وبالتالي لن تخضع المجموعة لضريبة تكميلية طبقًا للركيزة الثانية. وجدير بالذكر أن بيانات المجموعة المتعلقة بالسنة التقويمية 2025 سيتم تضمينها في عمليات الاحتساب الأوسع نطاقًا التي تقوم بها مؤسسة البترول الكويتية عن الفترة من 1 أبريل 2025 إلى 31 مارس 2026.

تواصل المجموعة متابعة التطورات التشريعية المتعلقة بالركيزة الثانية، مع قيام المزيد من الدول بتفعيل قواعد نموذج الركيزة الثانية، لتقييم التأثير المحتمل في المستقبل على نتائج عملياتها المجمعة، مركزها المالي، وتدفقاتها النقدية.

12. ممتلكات ومنشآت ومعدات

	ممتلكات النفط والغاز	ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى	الإجمالي
	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في 1 يناير 2025			
التكلفة	3,860,847	17,774	3,878,621
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(2,217,908)	(15,378)	(2,233,286)
صافي القيمة الدفترية	1,642,939	2,396	1,645,335
السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2025			
إضافات	112,653	235	112,888
تحويل من موجودات الاستكشاف والتقييم (إيضاح 13)	44,884	-	44,884
تغيرات في التقديرات (إيضاح 23)	35,468	-	35,468
استبعادات	(366)	(60)	(426)
فروق تحويل عملة أجنبية	(37,355)	(156)	(37,511)
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة			
المحمّل للسنة (إيضاح 6 وإيضاح 8)	(199,772)	(649)	(200,421)
استبعادات	1	60	61
صافي انخفاض القيمة	(315)	-	(315)
فروق تحويل عملة أجنبية	23,641	137	23,778
صافي القيمة الدفترية	1,621,778	1,963	1,623,741
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025			
التكلفة	4,016,131	17,793	4,033,924
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(2,394,353)	(15,830)	(2,410,183)
صافي القيمة الدفترية	1,621,778	1,963	1,623,741

12. الممتلكات والمنشآت والمعدات (تتمة)

	ممتلكات النفط والغاز	ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى	الإجمالي
	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في 1 يناير 2024			
التكلفة	4,145,380	17,253	4,162,633
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(2,414,143)	(14,637)	(2,428,780)
صافي القيمة الدفترية	1,731,237	2,616	1,733,853
السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2024			
إضافات	73,336	493	73,829
تحويل من موجودات الاستكشاف والتقييم (إيضاح 13)	24,196	-	24,196
تغيرات في التقديرات (إيضاح 23)	(14,080)	-	(14,080)
استبعادات	(1,161)	(51)	(1,212)
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	(383,746)	-	(383,746)
فروق تحويل عملة أجنبية	16,922	79	17,001
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة			
المحمّل للسنة (إيضاح 6 وإيضاح 8)	(171,464)	(722)	(172,186)
استبعادات	313	51	364
صافي انخفاض القيمة (إيضاح 7)	(5,794)	-	(5,794)
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	383,037	-	383,037
فروق تحويل عملة أجنبية	(9,857)	(70)	(9,927)
صافي القيمة الدفترية	1,642,939	2,396	1,645,335
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024			
التكلفة	3,860,847	17,774	3,878,621
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(2,217,908)	(15,378)	(2,233,286)
صافي القيمة الدفترية	1,642,939	2,396	1,645,335

خلال السنة الحالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025، أدت التغييرات في تقديرات مخصص تكاليف الإزالة (إيضاح 23) إلى تغيير القيمة الدفترية لموجودات الإزالة ذات الصلة بمبلغ 35,468 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: (14,080) دينار كويتي) نتيجة للتحديثات في الافتراضات المستخدمة في تقديرات السنة السابقة.

13. موجودات استكشاف وتقييم

	المبلغ
31 ديسمبر 2025	دينار كويتي
التكلفة	
الرصيد كما في 1 يناير 2025	1,041,410
إضافات	10,565
فروق تحويل عملة اجنبية	(8,228)
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025	1,043,747
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	
الرصيد كما في 1 يناير 2025	723,418
مشطوب	3,705
المحوّل إلى ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 12)	44,884
فروق تحويل عملة اجنبية	(5,754)
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025	766,253
خسائر الانخفاض في القيمة	
الرصيد كما في 1 يناير 2025	1,734
فروق تحويل عملة اجنبية	(15)
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025	1,719
صافي القيمة الدفترية	
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2025	275,775

	المبلغ
31 ديسمبر 2024	دينار كويتي
التكلفة	
الرصيد كما في 1 يناير 2024	994,817
إضافات	42,387
فروق تحويل عملة اجنبية	4,206
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024	1,041,410
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	
الرصيد كما في 1 يناير 2024	687,729
مشطوب	6,988
المحوّل إلى ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 12)	24,196
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	316
فروق تحويل عملة اجنبية	4,189
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024	723,418
خسائر الانخفاض في القيمة	
الرصيد كما في 1 يناير 2024	50,030
رد خسارة انخفاض القيمة (إيضاح 7)	(46,793)
فروق تحويل عملة اجنبية	(1,503)
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024	1,734
صافي القيمة الدفترية	
الرصيد كما في 31 ديسمبر 2024	316,258

13. موجودات استكشاف وتقييم (تتمة)

تمثل مبالغ الموجودات غير الملموسة التكلفة المتكبدة في مشروعات الاستكشاف القائمة. ويتم شطب هذه المبالغ في بيان الدخل المجمع ضمن تكاليف الاستكشاف ما لم يتم إثبات وجود احتياطيات تجارية أو يتم تحديد أن العملية لم تنتهي بعد.

خلال السنة السابقة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، قامت المجموعة بإثبات مبلغ وقدرة 46,793 دينار كويتي كرد خسائر انخفاض في القيمة، تم إثباته ببيان الدخل المجمع (إيضاح 7).

إن تكاليف الاستكشاف بمبلغ 5,753 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 8,722 دينار كويتي) المدرجة في بيان الدخل المجمع تتضمن تكاليف مرسملة مشطوبة كبئر ناضب بمبلغ 3,705 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 6,988 دينار كويتي)، وتكاليف أخرى بمبلغ 2,048 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 1,734 دينار كويتي) تتعلق بأنشطة الاستكشاف والتقييم والتي يتم تسجيلها مباشرة كمصروفات ببيان الدخل المجمع.

14. ضريبة مؤجلة

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في 1 يناير		
موجودات الضريبة المؤجلة	3,130	5,780
مطلوبات الضريبة المؤجلة	(114,928)	(106,562)
صافي الضريبة المؤجلة	(111,798)	(100,782)
تكلفة الضريبة المؤجلة- بالصافي	11,286	(7,982)
ضريبة إيجار موارد بترولية	671	243
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	-	(713)
فروق تحويل عملة اجنبية	991	(2,564)
الحركة خلال السنة	12,948	(11,016)
الرصيد كما في 31 ديسمبر		
موجودات الضريبة المؤجلة	1,187	3,130
مطلوبات الضريبة المؤجلة	(100,037)	(114,928)
صافي الضريبة المؤجلة	(98,850)	(111,798)

تنشأ الضريبة المؤجلة بصورة رئيسية بسبب:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
موجودات الضريبة المؤجلة		
الخسائر المرحلة	86,707	89,440
المخصصات وغيرها	45,981	45,317
عقود الإيجار	12	23
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	-	(713)
	132,700	134,067
مقاصة المطلوبات الضريبية المؤجلة بموجب أحكام المقاصة	(131,513)	(130,937)
	1,187	3,130
مطلوبات الضريبة المؤجلة		
الاستهلاك المحاسبي المعجل	(231,550)	(245,865)
مقاصة المطلوبات الضريبية المؤجلة بموجب أحكام المقاصة	131,513	130,937
	(100,037)	(114,928)
صافي الضريبة المؤجلة	(98,850)	(111,798)

15. عقود الإيجار

(i) مبالغ معترف بها في بيان المركز المالي المجمع

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
موجودات حق الاستخدام		
أرض	63	95
مباني - مساحة المكاتب	1,139	1,081
سفن	1,348	1,480
	2,550	2,656

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
مطلوبات الإيجار		
غير المتداولة	2,282	2,270
المتداولة	644	618
	2,926	2,888

(ii) المبالغ المعترف بها في بيان الدخل المجمع

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
استهلاك محمّل على موجودات حق الاستخدام		
أرض (إيضاح 8)	31	31
مباني (إيضاح 8)	333	333
سفن (إيضاح 6)	120	120
	484	484
تكاليف تمويل (إيضاح 10)	199	210
مصروفات تتعلق بإيجارات منخفضة القيمة (مُدرج ضمن بند مصروفات عمومية وإدارية).	669	806

يبلغ إجمالي التدفقات النقدية الصادرة لعقود الإيجار خلال السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2025 مبلغ 1,230 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 1,597 دينار كويتي).

16. مخزون

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
نفط خام	3,123	3,628
مكثفات وغاز	787	1,075
غاز مسال	1,578	566
قطع غيار ومواد ومستلزمات*	20,322	20,386
	25,810	25,655
ناقصًا: مخصص مخزون بطيء الحركة ومتقادم	(2,254)	(1,864)
	23,556	23,791

* يتم استخدام قطع الغيار والمواد والمستلزمات في العمليات ولا يحتفظ بها لغرض إعادة البيع.

16. مخزون (تتمة)

الحركة على مخصص مخزون بطيء الحركة ومتقادم:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في بداية السنة	1,864	2,471
رد مخصص خلال السنة	(225)	(176)
المحمل للسنة	659	543
مشطوب	-	(185)
مصنفة كمحتفظ بها للبيع	-	(809)
فروق تحويل عملة اجنبية	(44)	20
الرصيد كما في 31 ديسمبر	2,254	1,864

17. مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
مدينون تجاريون	59,478	80,812
مستحق من مشاركين في مشاريع مشتركة	8,603	11,322
أموال الإزالة لدى المشغلين	33,638	30,450
مبالغ مدفوعة مقدمًا	3,097	3,352
دفعة مقدمة لضريبة الشركات	6,185	6,181
دفعات مقدمة إلى مشغلين	10,389	6,101
مبالغ مستحقة من شركات زميلة (إيضاح 18)	224	-
أرصدة مدينة أخرى	9,602	15,255
	131,216	153,473
ناقصًا: مخصص خسائر ائتمانية متوقعة	(299)	(1,075)
	130,917	152,398

الذمم المدينة التجارية غير محملة بالفائدة وعادة ما يكون لها فترة ائتمانية مدتها 60 يوماً.

يتضمن المدينون التجاريون مبلغ 33,199 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 31,012 دينار كويتي) تتمثل في أرصدة جارية ولم تتعرض للانخفاض في القيمة. يمكن تقييم جودة الائتمان لهذه الذمم المدينة بالرجوع إلى أدائها التاريخي حيث لا يوجد تاريخ تعثر حديث.

يتضمن المدينون التجاريون مبلغ 26,279 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024:49,800 دينار كويتي) أستحق، تم تحميل مبلغ 168 دينار كويتي على بيان الدخل المجمع خلال السنة الحالية المنتهية في 31 ديسمبر 2025 (31 ديسمبر 2024: لا شيء).

إن الحركة على مخصص خسائر ائتمانية متوقعة كما يلي:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في بداية السنة	1,075	1,084
المحمل خلال السنة	168	-
شطب مخصص خلال السنة	(942)	(14)
فروق تحويلات عملة أجنبية	(2)	5
الرصيد كما في 31 ديسمبر	299	1,075

18. الإفصاحات المتعلقة بالأطراف ذات صلة

تتضمن الأطراف ذات علاقة الشركة الأم الرئيسية وشركات زميلة وأعضاء مجلس الإدارة والمسؤولين التنفيذيين للمجموعة وعائلاتهم والشركات التي يمثلون المالك الرئيسي لها. يتم إجراء كافة المعاملات مع أطراف ذات علاقة على أساس تجاري بحت وتتم الموافقة عليها من قبل مجلس الإدارة. يتم الموافقة على سياسات تسعير وشروط هذه المعاملات من قبل إدارة المجموعة. إن المبالغ المستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية وشركات زميلة لا تحمل فائدة وليس لها شروط سداد متفق عليها وبالتالي فيتم التعامل معها بصفتها أرصدة دائنة بناء على توافر الأموال وهي ليست متأخرة السداد أو منخفضة القيمة.

(*i*) فيما يلي الأرصدة المدرجة في بيان المركز المالي المجمع:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الأموال المحتفظ بها من قبل الشركة الأم الرئيسية		
ودائع لأجـل (إيضاح 19)	791,597	249,256
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية		
الشركة الأم الرئيسية*	1,365,604	1,238,801

*إن توزيعات الأرباح المستحقة مدرجة ضمن الأرصدة المستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية بمبلغ 464,691 دينار كويتي كما في 31 ديسمبر 2025 (31 ديسمبر 2024: 283,709 دينار كويتي). تستحق هذه المبالغ عند الطلب ولا تحمل فائدة.

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة اخرى		
مبالغ مستحقة من شركات زميلة (إيضاح 17)	224	-
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى		
مبالغ مستحقة الى شركات زميلة (إيضاح 25)	-	434

لم يتم تقديم أو الحصول على ضمانات لأي من الذمم المدينة أو الدائنة لدى أطراف ذات علاقة.

لم تسجل المجموعة للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2025 أي انخفاض في قيمة الأرصدة المدينة المتعلقة بالمبالغ المستحقة على الأطراف ذات العلاقة (31 ديسمبر 2024: لا شيء). يتم إجراء هذا التقييم لكل سنة مالية من خلال اختبار المركز المالي للطرف ذي العلاقة والسوق الذي يمارس به أنشطته.

(*ii*) فيما يلي الأرصدة المدرجة في بيان الدخل المجمع:

مزايا أعضاء الإدارة الرئيسيين

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
رواتب ومكافآت أخرى قصيرة الأجل	1,185	1,493
منافع نهاية الخدمة	442	308
	1,627	1,801

19. الودائع لأجـل

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
ودائع لأجل (إيضاح 18)	791,597	249,256
	791,597	249,256

تمثل الودائع لأجل أموال فائضة من العمليات مودعة لدى الشركة الأم الرئيسية. مدة الإيداع أكثر من ثلاثة أشهر وأقل من سنة. لا يوجد قيود على هذه الأموال ويقارب متوسط معدل الفائدة 5.13% سنويًا (31 ديسمبر 2024: 6%). بلغت الفائدة المحققة على هذه الودائع خلال السنة 45,744 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 42,975 دينار كويتي).

20. نقد ونقد معادل

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
أرصدة لدى البنوك	121,393	101,765
نقد في الصندوق	3	-
	121,396	101,765
ودائع قصيرة الأجل	87,039	532,179
	208,435	633,944

تمثل الودائع قصيرة الأجل أموال فائضة من عمليات مودوعة لدى الشركة الأم الرئيسية. إن مدة الوديعة هي لأقل من ثلاثة أشهر. لا يوجد قيود على هذه الأموال ويقارب متوسط معدل الفائدة 4.8% سنويًا (31 ديسمبر 2024: 5.56% سنويًا). بلغت الفائدة المحققة على هذه الودائع خلال السنة 670 دينار كويتي (31 ديسمبر 2024: 5,300 دينار كويتي).

21. موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع والعمليات المتوقفة

معاملة باكستان:
في 25 نوفمبر 2024، تم توقيع ثلاثة اتفاقيات شراء أسهم فيما يتعلق ببيع ثلاث شركات تابعة وهي: " PKP Kirthar B.V."، "PKP Exploration 2 Limited"" و"PKP Kadanwari Limited"، وتم توقيع اتفاقيتين للتعاون في الاستكشاف فيما يتعلق ببيع حصتين في ترتيبات المشاركة في / (من) الإنتاج وهما: "قادر بور (بلغت الحصة 8.5%)" و "بهت وبهضرا (بلغت الحصة بنسبة 28%)"، ويُشار إليهما معًا بـ "المعاملة" (إيضاح 27 وايضاح 28). تم استلام جزء قابل للاسترداد بقيمة 10 ملايين دولار أمريكي (ما يعادل 3,081,000 دينار كويتي) (إيضاح 25) وفقًا لاتفاقية المعاملة. وكما في 31 ديسمبر 2025، لاتزال الإجراءات القانونية واستكمال المعاملة قيد التنفيذ، وبالتالي تم تصنيفها على أنها موجودات محتفظ بها لغرض للبيع.

تم تصنيف الفئات الرئيسية التالية من الموجودات والمطلوبات المتعلقة بالصفقة على أنها محتفظ بها للبيع في بيان المركز المالي المجمع:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
موجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع		
ممتلكات ومنشات ومعدات	1,610	709
موجودات الاستكشاف والتقييم	1,403	316
الضريبة المؤجلة	655	713
مخزون	4,919	4,724
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى	12,256	13,739
نقد ونقد معادل	3,761	2,191
الاجمالي	24,604	22,392
مطلوبات متعلقة بموجودات مصنفة كمحتفظ بها للبيع		
مخصص الإزالة	7,545	7,678
الدائنون التجاريون والأرصدة الدائنة الأخرى	165	27
مطلوبات ضريبية	3,111	4,289
الأجمالي	10,821	11,994

21. العمليات المتوقفة (تتمة)

كوفبيك النرويج كما (KNAS):

في 17 نوفمبر 2023، تم توقيع اتفاقية شراء أسهم فيما يتعلق ببيع الشركة التابعة، كوفبك النرويجية (KNAS). خلال السنة السابقة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، تم الانتهاء من الإجراءات القانونية واستكمال عملية بيع KNAS، وبناءً عليه، تم نقل السيطرة على الشركة التابعة إلى المشتري. أدت عملية البيع إلى تحقيق ربح من بيع الشركة التابعة بلغ 60,062 دينار كويتي، والذي تم اعتباره جزءًا من صافي الربح للسنة السابقة من العمليات المتوقفة، بالصافي بعد الضرائب.

صافي النتائج للعمليات المتوقفة هي كما يلي:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الربح من بيع الشركة التابعة (KNAS)	-	60,062
صافي الربح خلال السنة من العمليات المتوقفة، بعد خصم الضرائب	-	60,062

22. رأس المال والاحتياطيات

(أ) رأس المال

	المصرّح به		المصدر والمدفوع بالكامل نقدًا	
	2025	2024	2025	2024
1,200,000,000 سهم (31 ديسمبر 2024: 1,200,000,000 سهم) بقيمة 1 دينار كويتي للسهم (31 ديسمبر 2024: 1 دينار كويتي) للسهم	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000

(ب) احتياطي إجباري

وفقاً لقانون الشركات والنظام الأساسي للشركة الأم، يجب تحويل 10% من ربح السنة إلى الاحتياطي الإجباري. وللشركة الأم أن تقرر عدم الاستمرار في هذا التحويل السنوي عندما يتجاوز الاحتياطي 50% من رأس المال بموجب قرار الجمعية العمومية السنوية. ويقتصر توزيع رصيد الاحتياطي الإجباري على المبلغ المطلوب للتمكن من دفع توزيعات أرباح تقدر بـ 5% من رأس المال المدفوع في السنوات التي لا تكون فيها الأرباح المتراكمة كافية لدفع توزيعات ذلك المبلغ.

كما في 31 ديسمبر 2025، تم تحويل مبلغ وقدره 10,718 دينار كويتي إلى الإحتياطي الإجباري (31 ديسمبر 2024: 22,623 دينار كويتي).

(ج) الاحتياطي الاختياري

وفقاً للنظام الأساسي للشركة الأم، يجب تحويل 10% من ربح السنة بعد المساهمة في الضرائب ومكافأة أعضاء مجلس الإدارة إلى الاحتياطي الاختياري. يتم إيقاف هذا التحويل السنوي بموجب قرار يتم اعتماده من الجمعية العمومية السنوية للمساهمين بناءً على توصية من مجلس الإدارة. لا توجد قيود على التوزيعات من الاحتياطي الاختياري.

كما في 31 ديسمبر 2025، تم تحويل مبلغ وقدره 10,718 دينار كويتي إلى الإحتياطي الاختياري (31 ديسمبر 2024: 22,623 دينار كويتي).

23. مخصص الإزالة

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في بداية السنة	226,480	258,487
تخفيض الخصم	8,060	9,708
تغيرات في التقديرات (إيضاح 12)	35,468	(14,080)
دفع تكاليف الإزالة	(15,353)	(21,181)
مصنفة كمحتفظ بها للبيع (إيضاح 21)	-	(7,678)
فروق تحويل عملة اجنبية	(2,029)	1,224
الرصيد كما في 31 ديسمبر	252,626	226,480

مفصح عنها في بيان المركز المالي المجمع كالتالي:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
المطلوبات غير المتداولة	158,800	169,615
المطلوبات المتداولة	93,826	56,865
كما في 31 ديسمبر	252,626	226,480

تعترف المجموعة بمخصص التكلفة المستقبلية الازالة مرافق إنتاج النفط والأنابيب على أساس مخصوم عند تركيب تلك المرافق. يمثل مخصص الازالة القيمة الحالية لتكاليف الازالة المتعلقة بممتلكات النفط والغاز والتي من المتوقع تكبدها عندما تكون ممتلكات إنتاج النفط والغاز في نهاية أعمارها الاقتصادية. إن الأعمار الاقتصادية وتوقيت مخصص الازالة يعتمد على التشريعات الحكومية وأسعار السلع وحجم الإنتاج المستقبلي للموجودات ذات الصلة. وتم احتساب هذه المخصصات استنادًا إلى التقديرات الداخلية للمجموعة باستخدام تقديرات المشغلين وخبراء تقييم خارجيين وتخضع لضغوط ارتفاع وانخفاض الأسعار- متى أمكن. وتم وضع افتراضات استنادًا إلى البيئة الاقتصادية الحالية والتي ترى الإدارة أنها أساس معقول يتم الاستناد إليه في تقدير الالتزام المستقبلي. تتم مراجعة هذه التقديرات بصورة منتظمة لاحتساب أي تغيرات جوهرية في الافتراضات.

إن معدل الخصم المستخدم في احتساب المخصص كما في 31 ديسمبر 2025 يتراوح من 2.7% إلى 4.4% (31 ديسمبر2024: من 3.1% الي 3.81%).

24. مكافأة نهاية الخدمة للموظفين

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الرصيد كما في بداية السنة	20,937	23,532
المحمل للسنة	2,905	2,615
مدفوعات خلال السنة	(3,614)	(5,329)
مصنفة كمحتفظ بها للبيع	-	-
فروق تحويل عملة اجنبية	(198)	119
الرصيد كما في 31 ديسمبر	20,030	20,937

25. دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
دائنون تجاريون	61,617	77,471
مستحقات	8,261	8,749
أرصدة دائنة أخرى*	15,381	8,925
مبالغ مستحقة من شركات زميلة (إيضاح 18)	-	434
	85,259	95,579

* تتضمن أرصدة دائنة أخرى مبلغ 3,081,000 دينار كويتي (ما يعادل 10 مليون دولار أمريكي) (إيضاح 21) والذي يمثل الدفعة المقدمة التي تم استلامها خلال 2024 وفقًا لاتفاقيات البيع والشراء واتفاقيات معاملة المساهمة في الحصة.

26. إلتزامات محتملة وإرتباطات رأسمالية

في تاريخ بيان المركز المالي المجمع، لدى المجموعة الالتزامات المحتملة والارتباطات الرأسمالية التالية:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
الالتزامات المحتملة		
خطابات الضمان	8,817	20,193
اعتمادات مستندية	449	432
	9,266	20,625
ارتباطات رأسمالية		
الالتزامات في إطار مختلف المشاريع المشتركة لنفقات الاستكشاف والتطوير في المستقبل	225,404	216,851

27. الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة

أ) الشركات التابعة

فيما يلي الشركات التابعة المملوكة بالكامل للمجموعة:

	اسم الشركة	بلد التأسيس	بلد العمليات	طبيعة النشاط
1	كوفبك (الصين) انك	بنما	-	خاملة
2	كوفبك (مصر) المحدودة	جزر الكايمان	جمهورية مصر العربية	مكتب المنطقة، مسح السوق، استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
3	كوفبك (إندونيسيا) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
4	كوفبك (الجزائر) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
5	كوفبك (جنوب السودان) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
6	كوفبك للمشاريع الإقليمية (اندونيسيا) المحدودة	جزر الكايمان	اندونيسيا	مكتب المنطقة ومسح السوق
7	كوفبك (تونس) المحدودة	جزر الكايمان	تونس	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
8	كوفبك (ماليزيا) (PM304) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
9	شركة جنة للبترول	جزر الكايمان	اليمن	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
10	كوفبك (عدن) المحدودة	جزر الكايمان	-	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
11	كوفبك فيتنام (مجمع 19) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
12	كوفبك فيتنام (مجمع 20) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
13	كوفبك فيتنام (مجمع 51) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
14	كوفبك المملكة المتحدة (القابضة) المحدودة	جزر الكايمان	-	شركة قابضة
15	كوفبك الفلبين (SC-46) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
16	كوفبك ماليزيا (اس بي 312) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
17	كوفبك ماليزيا (SK-410B) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
18	كوفبك (القابضة) المحدودة	جزر الكايمان	العالمية	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
19	كوفبك سنغافورة القابضة المحدودة	جزر الكايمان	-	شركة قابضة
20	كوفبك ماليزيا (SK304) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
21	كوفبك كندا انك	كندا	كندا	مكتب المنطقة، مسح السوق، استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
22	شركة تنمية الطاقة بي في	هولندا	أستراليا	شركة قابضة
23	كوفبك أستراليا بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	مكتب المنطقة، شركة قابضة، مسح السوق، استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
24	كوفبك (بيرث) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
25	كوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
26	كوفبك أستراليا (ترخيص WA356) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
27	كوفبك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز

27. الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة (تتمة)

أ) الشركات التابعة (تتمة)

فيما يلي الشركات التابعة المملوكة بالكامل للمجموعة:

	اسم الشركة	بلد التأسيس	بلد العمليات	طبيعة النشاط
28	كوفبك (باكستان) بي في	هولندا	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
29	كوفبك اندونيسيا (ناتونا) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
30	كوفبك باكستان القابضة بي في	هولندا	باكستان	شركة قابضة
31	بي كي بي كيرثار بي في*	هولندا	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
32	موريتانيا القابضة بي في	هولندا	موريتانيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
33	كيرثار باكستان بي في	هولندا	باكستان	مكتب المنطقة، مسح السوق، استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
34	كوفبك المملكة المتحدة المحدودة	المملكة المتحدة	المملكة المتحدة	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
35	كوفبك باكستان (كيرثار القابضة) بي في	هولندا	باكستان	شركة قابضة
36	بي كي بي للاستكشاف المحدودة*	المملكة المتحدة	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
37	بي كي بي كادانواري المحدودة*	اليابان	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
38	كوفبك أمريكا انك	أمريكا	-	خاملة
39	سمرهيل للموارد الرأسمالية المحدودة	الجزر العذراء البريطانية	-	تطوير الأعمال
40	كوفبك اندونيسيا سي بي ام انك	الجزر العذراء البريطانية	-	شركة قابضة
41	شركة غالوك للإنتاج رقم 2 بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	خاملة
42	كوفبك سنغافورة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	شركة قابضة
43	كوفبك (الفلبين) القابضة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	شركة قابضة
44	كوفبك اندونيسيا القابضة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	خاملة
45	كوفبك إندونيسيا او ان دبليو جي بي. في.	هولندا	-	خاملة
46	كوفبك اندونيسيا اس اي اس و او ان دبليو جي بي في	هولندا	-	خاملة
47	كوفبك إندونيسيا اس أي اس بي في	هولندا	-	خاملة
48	كوفبك ماليزيا اس دي ان بي اتش دي	ماليزيا	ماليزيا	مكتب المنطقة / استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
49	كوفبك اندونيسيا (أمانة) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
50	كوفبك اندونيسيا (ميلاتي) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
51	كوفبك اندونيسيا (أنامباس) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز

* خلال السنة السابقة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، تم توقيع اتفاقيات شراء أسهم لبيع هذه الشركات التابعة (إيضاح 21).

27. الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة (تتمة)

(ب) استثمار في شركة زميلة

تمتلك المجموعة من خلال شركة تابعة مملوكة لها بالكامل و هي شركة كوفيك اندونيسيا سي بي ام انك 40٪ من أسهم شركة افندو انرجي برايفت ليميتد والتي تتكون من 7 عقود لتقاسم إنتاج غاز الميثان المتولد من الفحم مع حصص تشغيلية مختلفة. قامت المجموعة بخفض قيمة استثماراتها في شركة زميلة بالكامل.

28. حصص في عمليات مشتركة

	المشغِّل	البلد	منشأة كوفيك	المجمع	الفائدة
1	سانتوس	أستراليا	كوفيك أستراليا بي تي واي المحدودة	WA-26-L (Mutineer) & WA-27-L (Exeter)	%37.5023
2	سانتوس	أستراليا	كوفيك أستراليا بي تي واي المحدودة	WA-54-L (Fletcher)	%50.0031
3	سانتوس	أستراليا	كوفيك أستراليا بي تي واي المحدودة	WA-54-L (Finucane)	%37.5023
4	وودسايد	أستراليا	كوفيك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	WA-356-P	%35
5	وودسايد	أستراليا	كوفيك أستراليا (ترخيص WA356) بي تي واي المحدودة	WA-356-P (حصة استكشاف)	%35
6	وودسايد	أستراليا	كوفيك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	WA-49-L (جوليمار وبرونيلو وبالنيفز)	%35
7	شيفرون	أستراليا	كوفيك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة	WA-48-L, WA-47-L & WA-46-L (unitised)	%8
8	شيفرون	أستراليا	كوفيك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة وكوفيك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	ويتستون ال ان جي	%13.4
9	كوفيك	أستراليا	كوفيك (بيرث) بي تي واي المحدودة	WA-71-R	%100
10	وودسايد	أستراليا	كوفيك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	WA-536-P	%35
11	الموارد الطبيعية الكندية المحدودة	كندا	كوفيك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	%30
12	فيرين	كندا	كوفيك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	يتراوح بين 3.75% إلى 18.75%
13	وايتكاب للطاقة	كندا	كوفيك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	يتراوح بين 4.15% إلى 15%
14	سينوبك	كندا	كوفيك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	%7.5
15	كوفيك	كندا	كوفيك كندا انك	ألبرتا A0034	%100
16	IEOC	جمهورية مصر العربية	كوفيك (مصر) المحدودة	شمال بردويل	%40
17	أباتشي	جمهورية مصر العربية	كوفيك (مصر) المحدودة	رأس كنايس	%36.36
18	بيكو	جمهورية مصر العربية	كوفيك (مصر) المحدودة	Geisum & Tawila	%40
19	توتال	جمهورية مصر العربية	كوفيك (مصر) المحدودة	نورث رأس كنايس	%25
20	شيل	جمهورية مصر العربية	كوفيك (مصر) المحدودة	شمال شرق العامرية	%40
21	هاربور إنيرجي	اندونيسيا	كوفيك اندونيسيا (ناتونا) بي في	ناتونا سي -قطاع أ	%33.33
22	كوفيك	اندونيسيا	كوفيك اندونيسيا (أنامباس) بي في	أنامباس	%100
23	بتروفاك	ماليزيا	كوفيك ماليزيا (PM304) المحدودة	PM 304 (Cendor)	%29.4
24	كونوكو فيليبس	ماليزيا	كوفيك ماليزيا (SK304) المحدودة	SK304	%35
25	PTTEP HKO	ماليزيا	كوفيك ماليزيا (SK-410B) المحدودة	قطاع إس كيه 410	%42.50
26	بيترونـاس	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	تشوينقيتي	%10.234
27	تولو	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	منطقة أ	%12.8659
28	تولو	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	منطقة ب	%11.63

28. حصص في عمليات مشتركة (تتمة)

	المشغِّل	البلد	منشأة كوفبك	المجمع	الفائدة
29	برايم باكستان المحدودة	باكستان	كيرثار باكستان بي في بي كي بي كيرثار بي في **	كيرثار (بادرا)	*%28 %6
30	برايم باكستان المحدودة	باكستان	كيرثار باكستان بي في بي كي بي كيرثار بي في**	كيرثار (بيت)	*%28 %6
31	برايم باكستان المحدودة	باكستان	بي كي بي كادانواري المحدودة**	تاججال (كادانواري)	%15.79
32	OGDCL	باكستان	بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة كوفبك باكستان بي في**	كادريبور	%4.75 *%8.50
33	اورينت بيتروليوم	باكستان	بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة**	دادو (زمزما)	%9.375
34	كوفبك	باكستان	كيرثار باكستان بي في	مخاد	%82.50
35	سي تي كي سي بي تي	تونس	كوفبك تونس المحدودة	سيدي الكيلاني	%22.50
36	انكويست	المملكة المتحدة	كوفبك المملكة المتحدة المحدودة	ألما غاليا	%35
37	بترومسيلة	اليمن	شركة جنة للبترول	قطاع 5 (جنة)	%20.00
38	Oil Search PT. بيرتامينا	اليمن	كوفبك (عدن) المحدودة	قطاع 7	%21.25
39	هولو إنيرجي سولاويزي ميلاتي	اندونيسيا	كوفبك إندونيسيا (ميلاتي) بي.في	ميلاتي	%24.5
40	بي تي ميدكو إنرجي أمانة	اندونيسيا	كوفبك إندونيسيا (أمانة) بي.في	أمانة	%30
41	شركة BG International Ltd.	سورينام	كوفبك إندونيسيا (ناتونا) بي.في	قطاع 65	%20

* خلال السنة السابقة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، تم توقيع اتفاقيات لبيع هذه العمليات المشتركة (إيضاح 21).

** خلال السنة السابقة المنتهية في 31 ديسمبر 2024، تم توقيع اتفاقية شراء أسهم لبيع ثلاث شركات تابعة تشمل هذه العمليات المشتركة (إيضاح 21).

29. المخاطر المالية

إن المخاطر متأصلة في أنشطة المجموعة ولكن يمكن إدارتها من خلال عملية تعريف وقياس ومراقبة مستمرة، تخضع لحدود مخاطر وضوابط رقابية أخرى. إن عملية إدارة المخاطر هذه مهمة للمجموعة. تدير المجموعة تعرضها للمخاطر المالية الرئيسية وفقًا لسياستها في إدارة المخاطر المالية. الهدف من السياسة هو دعم تحقيق الأهداف المالية للمجموعة مع حماية الأمن المالي في المستقبل. تشمل المخاطر الرئيسية التي يمكن أن تؤثر سلبًا على الموجودات المالية أو المطلوبات أو التدفقات النقدية المستقبلية للمجموعة مخاطر السوق (المتمثلة في مخاطر العملة الأجنبية ومخاطر معدل الفائدة ومخاطر أسعار حقوق السلع) ومخاطر الائتمان ومخاطر السيولة. تقوم الإدارة بمراجعة السياسات والموافقة عليها لإدارة المخاطر الملخصة أدناه.

تشرف الإدارة العليا للمجموعة على إدارة المخاطر المالية. يتم دعم الإدارة العليا للمجموعة من قبل لجنة مخاطر التشغيل التي تعد تقارير دورية عن المخاطر الرئيسية، كما تتولى تنفيذ وتطبيق سياسة ادارة مخاطر المنشأة، والتأكد من فعالية تطبيق إطار إدارة مخاطر المنشأة والمتابعة المستمرة للمخاطر الرئيسية وخطط التخفيف المرتبطة بها.

يقوم مجلس الإدارة بالمراجعة والموافقة على سياسات إدارة هذه المخاطر الملخصة أدناه:

مخاطر السوق
مخاطر السوق هي المخاطر المتعلقة بالتقلب في القيمة العادلة أو التدفقات النقدية المستقبلية للأدوات المالية بسبب التغيرات في أسعار السوق. تتضمن مخاطر أسعار السوق مخاطر العملة الأجنبية ومخاطر أسعار الفائدة ومخاطر أسعار السلع.

(i) مخاطر العملة الأجنبية
مخاطر العملة الأجنبية هي المخاطر المتعلقة بالتقلب في القيمة العادلة أو التدفقات النقدية المستقبلية للأدوات المالية بسبب التغيرات في أسعار صرف العملة الأجنبية التي تؤثر على التدفقات النقدية أو تقييم الموجودات والمطلوبات النقدية للمجموعة المقومة بالعملة الأجنبية. تتعرض المجموعة لمخاطر صرف العملة الأجنبية الناشئة عن مخاطر الصرف بسبب التعرضات المختلفة للعملة، وخاصة فيما يتعلق بالدولار الأسترالي والدولار الكندي والجنيه الاسترليني. تنشأ مخاطر صرف العملة الأجنبية من المعاملات التجارية المستقبلية، والموجودات والمطلوبات النقدية المعترف بها. تدير المجموعة مخاطر صرف العملة الأجنبية من خلال الحفاظ على التعرضات للعملة التي لا تتقلب بشكل جوهري مقابل الدولار الأمريكي.

تتعرض المجموعة بصورة رئيسية لمخاطر العملة الأجنبية كنتيجة لأرباح / (خسائر) صرف العملة الأجنبية عند تحويل موجودات ومطلوبات محددة بالعملة الأجنبية مثل مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى والمستحق إلى الشركة الأم الرئيسية ودائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى.

فيما يلي صافي مراكز العملة الأجنبية كما في تاريخ البيانات المالية المجمعة:

	2025	2024
	دينار كويتي (مـا يعادل)	دينار كويتي (مـا يعادل)
دولار أسترالي	(486)	(820)
دولار كندي	(16,083)	(10,424)
جنيه إسترليني	(41)	(610)

29. المخاطر المالية (تتمة)

مخاطر السوق (تتمة)

(i) مخاطر العملة الأجنبية (تتمة)

يشير الجدول التالي إلى تعرض المجموعة لمخاطر صرف العملة الأجنبية كما في 31 ديسمبر نتيجةً لموجوداتها ومطلوباتها النقدية. ويحتسب التحليل أثر الحركة المحتملة المعقولة لمعدل عملة الدولار الأمريكي مقابل بعض العملة الرئيسية التي تتعرض لها المجموعة مع الاحتفاظ بكافة المتغيرات الأخرى ثابتة، على ربح السنة وحقوق الملكية.

	التغير في سعر العملة	الأثر على بيان الدخل المجمع / حقوق الملكية المجمع
	%	دينار كويتي
31 ديسمبر 2025		
دولار أسترالي	%10	(49)
دولار كندي	%10	(1,608)
جنيه إسترليني	%10	(4)
31 ديسمبر 2024		
دولار أسترالي	%10	(82)
دولار كندي	%10	(1,042)
جنيه إسترليني	%10	(61)

سيكون للانخفاض في نسبة حركة العملة الأجنبية أثر معاكس على الربح للسنة.

(ii) مخاطر سعر الفائدة

إن مخاطر معدل الفائدة هي مخاطر تقلب القيمة العادلة للتدفقات النقدية المستقبلية للأدوات المالية نتيجةً للتغيرات في معدلات الفائدة السوقية. تنشأ مخاطر معدل الفائدة من إمكانية أن تؤثر التغيرات في معدلات الفائدة على الأرباح المستقبلية أو القيم العادلة للأدوات المالية. تنشأ مخاطر معدل الفائدة للمجموعة من الودائع لأجل. تدير المجموعة مخاطر معدل الفائدة عن طريق مراقبة الحركة في أسعار الفائدة.

يبين الجدول التالي حساسية ربح السنة وحقوق الملكية لتغير محتمل معقول في معدلات الفائدة للودائع بنسبة 0.5% (31 ديسمبر 2024: 0.5%). يشير الرقم الموجب إلى زيادة في الربح وحقوق الملكية بينما يشير الرقم السالب إلى إنخفاض في الربح وحقوق الملكية.

		2025	2024
	التغير في معدل الفائدة	**التأثير على بيان الدخل المجمع/ حقوق الملكية المجمع**	**التأثير على بيان الدخل المجمع/ حقوق الملكية المجمع**
	%	دينار كويتي	دينار كويتي
دينار كويتي	%0.5+	(4,917)	(4,020)
	%0.5-	(4,917)	(4,020)

29. المخاطر المالية (تتمة)

مخاطر السوق (تتمة)

(iii) مخاطر أسعار حقوق السلع

تتعرض المجموعة لمخاطر التقلبات في أسعار السلع السائدة في السوق على مزيج منتجات النفط والغاز التي تقوم بإنتاجها. إن سياسة المجموعة هي إدارة هذه المخاطر من خلال استخدام الأسعار المحددة في العقود مع العملاء والإبقاء على نسبة ما بين 20% و40% (31 ديسمبر 2024: ما بين 20% و40%) من إنتاجها بسعر ثابت.

ليس لدى المجموعة أي أدوات مالية مشتقة يمكن أن تتأثر قيمتها العادلة بالتقلبات في أسعار السلع وبالتالي لا يتم عرض حساسية أسعار السلع.

مخاطر الائتمان

تنشأ مخاطر الائتمان من النقد والنقد المعادل (باستثناء النقد في الصندوق) ومدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى.

(i) إدارة المخاطر

تتم إدارة مخاطر الائتمان على مستوى المجموعة. تدير المجموعة هذه المخاطر عن طريق إيداع أرصدتها البنكية والودائع الأجل لدى مؤسسات ذات تصنيف ائتماني مرتفع وبالنسبة للمدينين التجاريين والأرصدة المدينة الأخرى، فلا تتعامل المجموعة إلا مع العملاء متعددي الجنسيات ذوي السمعة الطيبة أو المؤسسات الحكومية. تنظر المجموعة في جودة الائتمان للموجودات المالية بالرجوع إلى تصنيفات الائتمان الخارجية المتاحة والأداء التاريخي والمركز المالي وعوامل أخرى. لا يوجد تركزات مخاطر ائتمان جوهرية، سواء من خلال التعرض للعملاء الأفراد و/ أو المناطق.

(ii) انخفاض قيمة الموجودات المالية

إن الموجودات المالية للمجموعة الخاضعة لنموذج جديد لخسائر الائتمان المتوقعة وفقاً للمعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 هي "مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى" و"الودائع لأجل" و"النقد والنقد المعادل".

تقوم المجموعة بتطبيق النهج المبسط للمعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 لقياس الخسائر الائتمانية المتوقعة، والذي يستخدم مخصص الخسارة المتوقعة على مدى العمر لـ "مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى" و"الودائع لأجل" و"النقد والنقد المعادل". من أجل قياس الخسائر الائتمانية المتوقعة، تم تقسيم "الموجودات المالية" إلى مجموعات بناء على خصائص مخاطر الائتمان المشتركة وأيام التأخير عن السداد. تستخدم المجموعة الحكم في تحديد هذه الافتراضات واختيار المدخلات على حساب الانخفاض في القيمة، استنادا إلى التاريخ السابق للمجموعة، وظروف السوق الحالية، بالإضافة إلى التقديرات المستقبلية في نهاية كل فترة تقرير. إن التأثير على مخصص خسارة مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى وفقاً لنموذج الخسارة المتوقع بموجب المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 غير جوهري لأن لدى مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى تاريخ محدود في التخلف عن السداد.

أرصدة لدى البنوك

تقوم المجموعة بإدارة مخاطر الائتمان على الأرصدة لدى البنوك والمؤسسات المالية الأخرى باستثمار الأموال الفائضة لدى الأطراف المقابلة المعتمدين والموثوقين فقط. يعرض الجدول التالي تحليلاً للنقد وما في حكمه عبر تصنيف وكالة تصنيف في نهاية فترة التقرير بناءً على تصنيفات موديز أو ما يعادله وذلك للعلاقات المصرفية الرئيسية:

	2025	2024
	دينار كويتي	دينار كويتي
A1-A3	111,674	91,420
AA	314	573
Aa2- Aa3	10	646
Baa1- Baa2	9,395	9,126
	121,393	101,765

لم يكن مخصص إخفاض القيمة مطلوبا للنقد والنقد المعادل حيث ان مخاطر الإئتمان كانت ضئيلة او غير جوهرية.

29. المخاطر المالية (تتمة)

مخاطر السيولة

مخاطر السيولة هي المخاطر المتعلقة بالصعوبات التي قد تواجهها المجموعة عند الوفاء بالالتزامات المتعلقة بالمطلوبات المالية، وتنشأ نتيجة لاحتمالية (والتي قد تكون في كثير الأحيان مستبعدة) أن المنشأة قد تكون مطالبة بسداد مطلوباتها أبكر من المتوقع. تدير المجموعة هذه المخاطر من خلال الاحتفاظ بنقد وما في حكمه كاف وتوفّر التمويل من التسهيلات الائتمانية الملتزم بها والقروض والتمويل من الشركة الأم الرئيسية.

يحلل الجدول التالي المطلوبات المالية للمجموعة إلى مجموعات استحقاقية ذات صلة على أساس الفترة المتبقية من تاريخ التقرير حتى تاريخ الاستحقاق التعاقدي. إن المبالغ المبينة في الجداول أدناه تمثل التدفقات النقدية التعاقدية غير المخصومة.

31 ديسمبر 2025	أقل من سنة واحدة	1 إلى 5 سنوات	أكثر من 5 سنوات	الإجمالي
	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي
المطلوبات المالية				
الدائنون التجاريون والأرصدة الدائنة الأخرى	85,259	-	-	85,259
مطلوبات ضريبية	11,784	-	-	11,784
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية	1,365,604	-	-	1,365,604
مطلوبات الإيجار	644	1,694	1,300	3,638
	1,463,291	1,694	1,300	1,466,285
ارتباطات رأسمالية عن أعمال استكشاف وتطوير مستقبلية	225,404	-	-	225,404

كما في 31 ديسمبر 2024	أقل من سنة واحدة	1 إلى 5 سنوات	أكثر من 5 سنوات	الإجمالي
	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي	دينار كويتي
المطلوبات المالية				
الدائنون التجاريون والأرصدة الدائنة الأخرى	95,579	-	-	95,579
مطلوبات ضريبية	22,784	-	-	22,784
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية	1,238,801	-	-	1,238,801
مطلوبات الإيجار	618	1,668	1,797	4,083
	1,357,782	1,668	1,797	1,361,247
ارتباطات رأسمالية عن أعمال استكشاف وتطوير مستقبلية	216,851	-	-	216,851

30. إدارة رأس المال

تدير المجموعة رأس مالها بما يضمن قدرة منشآت المجموعة على الاستمرار كمنشآت عاملة مع تعظيم العائد للشركة الأم الرئيسية من خلال الاستخدام الأمثل لرصيد الديون وحقوق الملكية.

31 الأرباح المقترح توزيعها

اقترح مجلس الإدارة في اجتماعه المنعقد بتاريخ 29 مارس 2026 توزيع أرباح على المساهمين بما يعادل رصيد الأرباح المرحلة كما في 31 ديسمبر 2025، ويخضع هذا الاقتراح لموافقة الجمعية العامة السنوية للمساهمين.

32 أحداث لاحقة

لاحقا لتاريخ البيانات المالية المجمعة للمجموعة، توصلت الشركة الأم إلى اتفاقية عن طريق شركتها التابعة "شركة تنمية الطاقة بي في" الاستحواذ على نسبة ملكية 20% في Ocra and Sul De Ocra من شركة شل برازيل بتروليو المحدودة وهي شركة تابعة بنسبة 100% لشركة شل بي إل سي. مازالت الإجراءات القانونية قيد الموافقة من قبل الحكومة البرازيلية.

تواصل معنا



الكويت

الشويخ الإدارية، منطقة 4 شارع 102 بناية 9
ص.ب 5291 الصفاة، الرمز البريدي 13053 الكويت
هاتف: 6000 183 965+ فاكس: 1818 2495 965+
البريد الإلكتروني: kufpec@kufpec.com
الموقع الإلكتروني: www.kufpec.com



أستراليا

كوفبك أستراليا المحدودة

الدور 14 مبنى ألوفيون، 58 طريق ماونتس باي
بيرث استراليا الغربية 6000
هاتف: 3900 9380 8 61+



كندا

كوفبك كندا إنك

برج ميلينيوم، 440 الجادة الثانية SW جناح رقم 700
كالغاري AB ، كندا T2P 5E 9
هاتف: 2777 349 587 1+ فاكس: 2778 349 587 1+



مصر

كوفبك مصر المحدودة (KEL)

44 شارع فلسطين، الدور العاشر، المعادي الجديدة، القاهرة، 11435 ، مصر
هاتف: 6272 2703 2+ فاكس: 6289 2703 2+



أندونيسيا

كوفبك أندونيسيا المحدودة للمشاريع الإقليمية

ويسما GKBI، الطابق الخامس عشر، جناح رقم 1502، جي إل جيند، سيديرمان رقم 28،
جاكرتا 10210 ، أندونيسيا
هاتف: +62 21 5785 2784 (Hunting) - فاكس: +62 21 5785 2785



ماليزيا

كوفبك ماليزيا (Sdn. Bhd.)

الدور 32، برج الهام، رقم 8، جالان بينجاي، 50450 كوالا لامبور، ماليزيا
هاتف: +60 3 2603 4001



هولندا

مكتب كوفبك هولندا

شينكاد AR 2595،50، لاهاي
هاتف: +13 7031 52278 فاكس: +13 7031 52279

إخلاء مسؤولية

هذا هو الإصدار الثاني والأربعون للتقرير السنوي للشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية (كوفبك)، التابعة لمؤسسة البترول الكويتية. يغطي التقرير الجوانب المالية والتشغيلية لكوفبك ويصدر باللغتين العربية والإنجليزية وتعتبر النسخة العربية هي الأصل وهي التي تعتمد في حالة وجود أي اختلاف.
تمثل الصور الموجودة في هذ التقرير الخدمات التي تقدمها الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية عبر مشاريعها وأنشطتها الخارجية.