KUFPEC
Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C.C.
A Subsidiary of Kuwait Petroleum Corporation

ANNUAL REPORT
2020

Agility in Adversity

SAFETY

> The year 2020 shocked the world through two health and economic crises unprecedented in the last century. These crises challenged our ability to execute KUFPEC's Mission to deliver diversified value to KPC through the responsible, efficient and innovative exploration and production of hydrocarbons worldwide. While these adversities tested our agility, we prevailed.

Nawaf S. Al-Sabah

Acting Chief Executive Officer

Contents

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company k.s.c.c. (Closed) and Subsidiaries
Administrative Shuwaikh - Area 4, Street 102, Building 9
P.O. Box 5291 Safat, 13053 Kuwait
Tel.: +965 183 6000, Fax: +965 2495 1818
Email: kufpec@kufpec.com

www.kufpec.com

60

للسلام وطن

His Highness

Shaikh Nawaf Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah

Amir of the State of Kuwait

His Highness

Shaikh Mishal Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah

Crown Prince of the State of Kuwait

Offshore Facility - Norway

Board of Directors

Mr. Qasem A. Al-Majadi
Chairman

Mr. Mohammed R. Jasem
Deputy Chairman

Shaikh Nawaf S. Al-Sabah
Board Member

Mr. Abdulaziz M. Al-Osaimi
Board Member

Ms. Areej Y. Al-Bahar
Board Member

Mr. Mohammad A. Al-Zoubi
Board Member

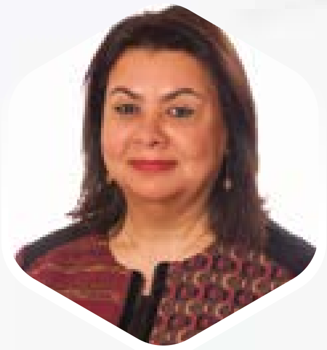
Mr. Mahmoud A. Abul
Board Member

Executive Management

Shaikh Nawaf S. Al-Sabah
Acting Chief Executive Officer

Mr. Saeed Al-Shaheen
Executive Vice President, Operations and
Acting Executive Vice President,
Finance & Administration

Mr. Abdullatif Al-Houti
Manager -Corporate
Services



Ms. Muna Al-Mutawa
Manager - Human Resources

Ms. Adari Al-Sharad
Manager - Joint Venture
Finance

Mrs. Suad Al-Qahtani
Manager - Corporate
Finance

Mr. Abdullah Al-Affasi
Manager - Corporate
Planning & Marketing

Mr. Tareq Ebrahim
Manager - Technology

Mr. Khaled Al-Mulla
Manager - Exploration

Mr. Bader Al-Matar
Manager - Asia Region

Mr. Mohammad Al-Maraghi
Manager - North America &
Australia Region

Mr. Nawwaf Al-Salem
Manager - Euro-Africa
Region

Mr. Jaber Al-Shatti
Manager - Quality Assurance

Message *from the* Acting Chief Executive Officer

> “We protected our employees and the communities in which we work by taking swift and decisive steps to preserve our business”

The year 2020 shocked the world through two health and economic crises unprecedented in the last century. These crises challenged our ability to execute KUFPEC's Mission to "deliver diversified value to KPC through the responsible, efficient and innovative exploration and production of hydrocarbons worldwide." While these adversities tested our agility, we prevailed.

We protected our employees and the communities in which we work by taking swift and decisive steps to preserve our business. We reduced our operating expenses by 20% and our capital budget by 59%, while still meeting several strategic milestones. And we ended the year a leaner company, with an average production of 103,259 BOEPD.

Most significantly, in our SK-410B Block, located offshore Sarawak, Malaysia, we made the largest-ever hydrocarbon discovery in KUFPEC's history. The well was tested and flowed at 50 million cubic feet of gas per day with a significant amount of gas in place, more than doubling the initial multi-TCF estimates in 2019. We will work with our partners to further appraise the field and then develop the resource.

We are also proud to report that our Wheatstone LNG Project in Australia entered the plateau operating phase, achieving a gross production capacity of 11.39 MMTPA. The developmental works and production facilities revamp contributed to raising the project production to more than 40,000 BOEPD net to KUFPEC.

In Egypt, we successfully achieved first oil from our GNN-4 appraisal well in Egypt's Geisum Concession, Gulf of Suez. GNN-4 is the first appraisal well in the ongoing appraisal program for the Nukhul sands oil discovery with an estimated 260 MM barrels of oil in place and stabilized flow rate at 2,000 BOEPD. We also signed an Exploration and Production Agreement with the Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) for the North Ras Kanayes Offshore Block. These new blocks will play a significant role in growing our exploration portfolio and delivering on KUFPEC's strategy.

Across the Atlantic, our Kaybob Duverney Shale Gas Project in Canada completed its second, third and fourth stage of its developmental program. The developmental program included drilling 29 wells, completing 34 wells and tying 34 wells into production, raising the project production to more than 17,000 BOEPD. Furthermore, KUFPEC commissioned the Duvernay Processing Plant (D3) for raw gas processing, fractionation and liquefaction with a capacity of 100 MMSCFPD.

We closed the year with a total operating revenue for 2020 over USD 1.1 billion, while Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (EBITDA) exceeded USD 570 MM.

This year's strong performance could not have been achieved without our unwavering commitment to our values, namely excellence, one team and partnership. The executive team continues to drive performance while managing global crises that continue to test our business, but the trust that the Board of Directors has placed in us has given us the encouragement to excel.

Finally, on behalf of my colleagues, I express KUFPEC's appreciation to His Highness the Amir Shaikh Nawaf Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah and His Highness the Crown Prince Shaikh Mishal Al-Ahmad Al-Jaber Al-Sabah for their wise leadership in leading Kuwait toward further excellence and prosperity.

Nawaf Saud Nasir Al-Sabah

Acting Chief Executive Officer

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 sources to KPC

Capability

Increase opportunities to develop upstream capabilities for domestic operations and access for other operating practices

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 reliable operator and partner of choice, focused on commerciality and recognized as a technology bridge, talent magnet and world-class HSSE performer.


KUFPEC
KUFPEC

KUFPEC's HSE Success Story

The COVID-19 pandemic has given rise to a variety of risks, affecting communities and businesses across the continents in addition to leaving a profound impact on individuals, markets, and the global economy. KUFPEC and its subsidiaries deployed multifaceted strategic, operational, financial, healthy and safe pandemic responses to protect employees and ensure business continuity.

KUFPEC also endorsed a risk-based approach countering high risks while ensuring optimal balance to pursue its business objectives and resilience.

KUFPEC developed guidelines and best practices, including COVID-19 Work from Home, Return to Work Protocol and Business Continuity Management.

KUFPEC exerted all possible efforts to secure a safe and healthy environment for the workplace. These effective efforts contributed to maintaining business continuity, managing operational challenges, complying with the Kuwaiti government directives, abiding by precautionary measures and providing awareness and training sessions.

As we are still navigating the COVID-19 crisis, KUFPEC is determined to enrich its fundamentals and benefit from such circumstances to face and overcome any similar issues in the future. KUFPEC also appreciates the great efforts of its employees who kept on boosting the Company's businesses to emerge strong through these challenging times.

Areas of Activities

KUFPEC is currently active in 13 countries, with a portfolio comprising 44 projects organized into three core regions spanning five continents. Headquartered in Kuwait, KUFPEC has nine Regional Offices in Australia, Canada, China, Egypt, Indonesia, Malaysia, the Netherlands, Norway and Pakistan. KUFPEC continues to diversify its workforce by recruiting talented people from the various communities hosting our upstream activities.

Global Presence

North America and Australia Region
Australia, Canada

Asia Region
Pakistan, Indonesia, Malaysia, China, Philippines, Yemen

Euro-Africa Region
Norway, Egypt, Tunisia, UK, Mauritania


Norway
UK
Netherlands
Tunisia
Egypt
Kuwait
Pakistan
China
Mauritania
Yemen
Philippines
Malaysia
Indonesia
Australia

North America and Australia Region

Australia – Canada

North America and Australia Region (NAAR) successfully raised its production level during the year to over 50% of KUFPEC's overall production, coming mainly from the Wheatstone Project in Australia and the Kaybob Project in Canada. Achievements also included the commissioning of Duvernay Processing Plant (D3) in the Kaybob Project.

KUFPEC's NAAR net production averaged 59,776 BOEPD in 2020, compared to 52,900 BOEPD in 2019.

Offshore Facility - Australia

Australia

Wheatstone LNG Project

KUFPEC
13.4%

The Wheatstone LNG Project entered the "Plateau Operating Phase" for both projects (Julimar/Brunello and Wheatstone/Iago Gas Fields) in 2020, reaching a maximum production capacity of 11.39 MMTPA during the year.

WA-49-L

KUFPEC
35%

The offshore block WA-49-L is located 200 km from the Wheatstone LNG Plant and provides feedstock gas to the Wheatstone facilities. Drilling of Julimar Development Project (JPD) Phase 2 wells was completed during 2020 while installation of subsea equipment will continue in 2021.

Harmony 4D multi-client seismic processing is completed, and the results of this data will be used in dynamic simulation studies of the WA-49-L gas fields which currently produce via the Wheatstone facility.

Net production averaged 22,662 BOEPD in 2020, compared to 21,697 BOEPD in 2019.

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

KUFPEC
8%

WA-46-L, WA-47-L and WA-48-L include the Wheatstone/Iago gas fields which produce via the Wheatstone LNG Project. Seismic reprocessing and Qualitative Interpretation (QI) studies continued in 2020 ahead of planned 4D seismic acquisition in 2021.

Net production averaged 19,197 BOEPD in 2020, compared to 18,811 BOEPD in 2019.

Mutineer/ Exeter	KUFPEC 37.5%
Fletcher	KUFPEC 50%
Finucane	KUFPEC 37.5%

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

Production ceased permanently in 2018 and abandonment activities are proceeding as per regulatory requirements.

WA-191-P

KUFPEC
37.5%

The joint venture recommended not to renew the license which expired in June 2020 due to lack of material prospectivity.

WA-483-P

KUFPEC
40%

The joint venture recommended not to renew the license which expired in November 2020 due to lack of material prospectivity.

WA-71-R

KUFPEC
47.5%

The joint venture continued to mature potential development options for the Bunyip gas field in 2020.

WA-356-P

KUFPEC
35%

The offshore gas exploration permit was renewed in March 2018 for a five-year period with minimum work commitments of 3D seismic reprocessing and Geological and Geophysical (G&G) studies in the primary three-year term. Reprocessed data of the multi-client 3D and Amplitude Versus Offset (AVO) Inversion are currently being interpreted.

WA-536-P

KUFPEC
35%

KUFPEC acquired the offshore permit in 2019. The permit is a cash bid without any firm work commitment. The joint venture will work to prove prospectivity of the permit by the end of its fifth year. Seismic reprocessing is currently in progress.

WA-538-P & WA-539-P

KUFPEC
Operator
100%

KUFPEC acquired the offshore permit in 2019. The minimum work program includes reprocessing of seismic data, QI, G&G works, basin modelling and seismic reprocessing.

Canada

Kaybob – Duvernay

KUFPEC
30%

Kaybob is KUFPEC's only unconventional liquid-rich tight gas project. KUFPEC's involvement continued in implementing the work plan for the Kaybob Duvernay shale gas project as per the approved joint venture plans.

In 2020, the Company drilled 29 wells, completed 34 wells, and tied 34 wells into production. Inception to date, 214 wells have been spudded, 199 wells were completed, and 190 wells were tied into production. KUFPEC also commissioned the Duvernay Processing Plant (D3) for raw gas processing, fractionation, and liquefaction with capacity of 100 MMSCFD.

Kaybob net production averaged 17,917 BOEPD in 2020 compared to 12,392 BOEPD in 2019.

Onshore Facility - Canada

Asia Region

Pakistan – Indonesia – Malaysia – China – Philippines – Yemen

KUFPEC's Asia Region (AR) achieved unprecedented milestone through its second appraisal well (Lang Lebah-2) in SK-410B Block, Malaysia, as well as pursuing developmental efforts in various assets and achieving good results in NATUNA Sea Block A.

KUFPEC's Asia Region net share production averaged 24,944 BOEPD in 2020, compared to 28,340 BOEPD in 2019.

Offshore Facility - Malaysia

Pakistan

Bhit and Badhra

KUFPEC 34%

Bhit and Badhra onshore gas fields are located in the Kirthar fold belt area of the Lower Indus Basin. Bhit field is at an advanced stage of depletion in which some workovers such as phase-IV compression optimization were carried out. The workovers aimed to maintain production as well as replacement/refurbishment of power turbine and top end overhauling of wellhead and booster compressors.

The field had better performance in Badhra-7 and Badhra-14 wells. The improvement of field performance is associated with compression optimization strategy. Badhra Phase-IV compression has been commissioned in Q4, 2020.

KUFPEC's net share production from Bhit and Badhra Fields in 2020 averaged 6,442 BOEPD with 3,213 BOEPD from Bhit and 3,229 BOEPD from Badhra, compared to 7,788 BOEPD from both fields in 2019.

Qadirpur

KUFPEC 13.25%

Qadirpur onshore gas field is the second largest gas field in Pakistan. The field's compression optimization and rearrangement are ongoing. The work program also consisted of drilling and tying-in the wells (QP 14ST, QP-62 and HRL-15) in addition to pursuing work in the exploration well QP Deep X-A1.

KUFPEC's net share production from Qadirpur averaged 3,785 BOEPD during 2020, compared to 4,721 BOEPD in 2019.

Kadanwari

KUFPEC 15.79%

Kadanwari onshore gas field is at an advanced stage of depletion. The well (K-16ST) was successfully tested and completed in Q1, 2020. It was also tied in and commissioned in February 2020. Works on a second developmental well started in Q4, 2020 with expected partial drilling in 2021.

KUFPEC's net share production from Kadanwari averaged 572 BOEPD during 2020, compared to 1,162 BOEPD in 2019.

Zamzama

KUFPEC 9.375%

Zamzama onshore gas field is at an advanced stage of depletion. No major activities occurred in 2020, except for the processing plant modification works. KUFPEC's net share production from the field averaged 245 BOEPD during 2020, compared to 350 BOEPD in 2019.

Paharpur

KUFPEC 60.07%

Paharpur onshore block is located northern Pakistan. The minimum work commitment consisted of 2D seismic acquisition and drilling of two exploratory wells (3000m each). Acquisition, processing, and interpretation of 1180 line kilometers 2D seismic were completed and the first exploratory well (Pahrpur-X1) was drilled and resulted in a dry hole. The block has been relinquished.

Bela West

KUFPEC 35%

Bela West onshore gas block is located in western Pakistan. KUFPEC swapped 35% working interest at the block with its Pahapur Block. The first exploratory well (spud-in 2018) was plugged and suspended. Post well studies on the proposed way forward are still in progress.

Sukhpur

KUFPEC 25%

This block was relinquished in November 2018, but the relinquishment is still pending final approval by the regulator.

Makhad

KUFPEC 82.5%

Makhad onshore block was granted to KUFPEC as an operator in May 2019 for an initial period of three years. The minimum work commitment consisted of 2D seismic or equivalent 3D seismic acquisition and drilling of one exploratory well. Reprocessing & interpretation of purchased seismic data were completed and the seismic design/ plan and preparation for new seismic acquisition are ongoing.

Zarghun

KUFPEC 3.75%

ZS-4 development well drilled, completed and commissioned on 31 March 2020.

KUFPEC's net share production from Zarghun South averaged 106 BOEPD during 2020, compared to 85 BOEPD in 2019.

Indonesia

Natuna Sea Block A (NSBA)

KUFPEC 33.333%

Natuna Sea Block A is located near the maritime borders between Indonesia, Malaysia, and Vietnam. The block is a major supplier of gas to Singapore. It consists of the seven producing fields (Anoa, Gajah Baru, Naga, Pelikan, Bison, Iguana and Gajah Puteri). Anoa field started production since 1990 followed by Gajah Baru in 2011, and Naga and Pelikan in 2014. The latest developmental works in Natuna's (Bison, Iguana and Gajah Putri- BIGP) were completed in 2019. In 2020, several developmental works were performed to maintain production and support reservoir management.

KUFPEC's net share production averaged 9,865 BOEPD during 2020, compared to 9,439 BOEPD in 2019.

Anambas

KUFPEC 100%

The Anambas Block is located in the Indonesian Natuna Sea, adjacent to KUFPEC's existing asset NSBA. Four exploration wells were drilled in the block, proving the presence of gas and condensate with expected resources of 41.61 MMBOE.

In 2020, seismic data reprocessing, seismic interpretation, seismic attribute analysis and inversion study have been completed. Preparations for drilling a commitment well has already started.

Ephindo

KUFPEC
40%

In 2013, KUFPEC acquired 40% share of Ephindo Company which holds seven Coal Bed Methane PSCs. Six out of the seven PSCs have expired, and one PSC is remained for exploration and will expire in 2021. KUFPEC's 40% share is under divestment.

Malaysia

PM-304

KUFPEC
25%

The PM-304 offshore block is a KUFPEC joint venture which produces oil from Cendor and West Desaru fields located approximately 140 km off Terengganu coast of peninsular Malaysia. The development process covers the West Desaru Mobile Offshore Production Unit (MOPU). The East Cendor development project is currently in progress with first oil expected in Q2, 2021.

KUFPEC's net production from PM-304 averaged 2,243 BOEPD during 2020, compared to 2,796 BOEPD in 2019.

SK-410B

KUFPEC
42.5%

The SK-410B is a joint venture that will produce hydrocarbons (gas/condensate) from the Lang Lebah Field in the block. The development process covers the offshore complex composed of a central processing platform, a well-head platform and flare platform. The processed gas and condensate will be transferred to a riser platform and then a subsea trunkline to the Onshore Gas Plant (OGP-2) at Bintulu.

In 2020, KUFPEC confirmed its largest-ever hydrocarbons discovery through the Lang Lebah-2 appraisal well in the SK-410B Block located approximately 90 kilometers offshore Sarawak, Malaysia. The appraisal drilling campaign followed the successful drilling of the first exploration well, Lang Lebah-1RDR2, in the SK- 410B Block in 2019.

The appraisal drilling in Lang Lebah-2 was completed at a total depth of 4320 meters, with over 600 meters of proven net gas pay. The well was tested and flowed at 50 million cubic feet of gas per day with a significant amount of gas in place, indicating a substantially larger reservoir than the initial estimate of 2019.

Offshore Facility- China

SK-304

KUFPEC 35%

SK-304 is an exploration block located offshore Sarawak. The PSC's minimum work commitments (during exploration phase) include acquiring and processing 250 km2 of new 3D seismic data and drilling one exploration well. The first commitment exploration well is expected to be drilled in Q1, 2021.

China

Yacheng Gas Field 13-1

KUFPEC 30%

The production of Yacheng field is at an advanced stage of depletion. The reserves reduction from 2.69 MMBOE to 1.35 MMBOE was due to an anticipated earlier economic limit because of the lower wells' performance caused by water production.

Dongfang gas field, owned by CNOOC, was tied into Yacheng platform in June 2020 to support condensate transportation through YC-HN pipeline. DF13-2 started gas delivery to HK in January 2020, and it has significantly increased the value of Yacheng asset. Lingshui 17-2 is tied into Yacheng facility in September 2020 with significant tariff income expected.

KUFPEC's net production from Yacheng field averaged 1,234 BOEPD during 2020, compared to 1,495 BOEPD in 2019.

Block 52/26

KUFPEC 80%

The block was relinquished in May 2020.

Philippines

SC14C Galoc Field

KUFPEC 26.84%

KUFPEC embarked on the withdrawal process of the field in September 2020. KUFPEC's net share production averaged 452 BOEPD during 2020, compared to 503 BOEPD in 2019.

Yemen

Jannah Block 5

KUFPEC 20%

No activities occurred due to the deteriorated security situation in the country.

Al-Barqa Block 7

KUFPEC 21.25%

No activities occurred due to the deteriorated security situation in the country.

Onshore Facility- Indonesia

Euro-Africa Region

Norway – Egypt – Tunisia – UK – Mauritania

KUFPEC's Euro-Africa Region (EUAR) achieved significant success in 2020 through its exploration activities in Geisum concession, Egypt, in addition to decommissioning excellence in Gyda field, and Power from Shore Project in Norway.

In Egypt, GNN-4 well has been drilled successfully and it is currently producing at 1,500 BOEPD. In Norway, Gyda field has demonstrated operational excellence throughout the execution of the ongoing decommissioning program as well as embarking on the execution stage of the Power from Shore Project in Gina Krog and Sleipner Fields.

KUFPEC's EUAR net production averaged 18,539 BOEPD in 2020, compared to 26,259 BOEPD in 2019.

Offshore Facility - Norway

Norway

Gina Krog

KUFPEC
30%

Gina Krog oil and gas field is located north of Sleipner West. Plans are set for launching a new infill drilling campaign in 2022 as well as defining an alternative oil export solution. In 2020, DG3 (Decision Gate 3) for the Power from Shore Project was successfully endorsed and entered into execution phase. KUFPEC's net production averaged 9,736 BOEPD in 2020, compared to 15,858 BOEPD in 2019.

Sleipner East and West

Sleipner East
KUFPEC 10%

Sleipner West
KUFPEC 9.4112%

Sleipner East and West gas and condensate fields are located in the Central North Sea. Sleipner West 4D seismic acquisition was completed successfully in June, and data processing is progressing as planned while the final 4D results are expected in January 2021. Planning for an infill drilling campaign in 2021 is still ongoing. DG3 for Power from Shore Project was endorsed and entered execution phase during the year.
KUFPEC's net production averaged 5,771 BOEPD in 2020, compared to 7,080 BOEPD in 2019.

Utgard

KUFPEC
6.2%

Utgard gas and condensate field is located 21 km to the west of Sleipner West. KUFPEC's efforts with the joint venture continued during the year to enhance production. Activities included well interventions to overcome increasing water production encroachment. KUFPEC's net production averaged 1,375 BOEPD in 2020, compared to 2,566 BOEPD in 2019, starting from September.

Gyda and Tambar East

Gyda
KUFPEC 5%

Tambar East
KUFPEC.08%

Gyda Production ceased in Q1, 2020. Plug and Abandonment (P&A) operations for Gyda field was suspended until October 2020 due to the spread of COVID- 19 and resumed with safety measures in place.
Net production averaged 0 BOEPD in 2020, compared to 44 BOEPD in 2019.

Yme

KUFPEC
10%

The Yme field development plan was approved in March 2018 and the project is currently in the execution phase. COVID-19 restrictions affected the onshore completion of work activities and production start-up is rescheduled to Q4, 2021.

Eirin

KUFPEC
21.8%

Eirin is a gas and condensate block, nine km away from Gina Krog and 35 km from Sleipner. Development screening studies were performed during 2020 while project maturation depends on the availability of processing and pipeline capacity. Potential production start-up is expected in 2028.

PL850

KUFPEC
20%

The block was relinquished in May 2020 after unanimous decision taken by the joint venture.

Egypt

Geisum & Tawila West

KUFPEC
40%

Geisum & Tawila West Project is located in the Gulf of Suez in which production, development and exploration activities are ongoing. Based on the successful GNN discovery, an accelerated appraisal/development program has been formalized. The first appraisal/development well has been drilled successfully and is currently producing at 1,500 BOEPD.

KUFPEC's net production averaged 1,020 BOEPD during 2020, compared to 942 BOEPD in 2019.

Ras Kanayes

KUFPEC
36.36%

Ras Kanayes is currently producing with only one well. The field is at an advanced stage of depletion.
KUFPEC's net production averaged 136 BOEPD during 2020, compared to 281 BOEPD in 2019.

North Ras Kanayes Offshore

KUFPEC
25%

KUFPEC signed an Exploration and Production Agreement for the North Ras Kanayes Offshore Block. The block is located in the Herodotus basin, offshore Egypt in the Mediterranean Sea, and covers an area of 4,550 km2, extending from 5 to 150 km from the shore, with water depths ranging from 50 to 3,200 m. The agreement commitments include a 3D seismic campaign during the first three years.

North Bardawil

KUFPEC
40%

The concession has been voluntary relinquished and is currently under the regulatory process of final relinquishment.

Tunisia

Sidi El-Kilani

KUFPEC
22.5%

KUFPEC's efforts with the joint venture continued during the year to enhance the field's production. The project is also under the divestment process.

KUFPEC's net production averaged 124 BOEPD in 2020, compared to 135 BOEPD in 2019.

United Kingdom

Alma and Galia

KUFPEC
35%

The Alma & Galia Project entered into the decommissioning phase through which production was ceased in June 2020, and the FPSO was disconnected and sailed away to Nigg port in September 2020. The decommission activities are continuing as planned.

KUFPEC's net production averaged 377 BOEPD in 2020 compared to 1,023 BOEPD in 2019.

Mauritania

Chinguetti EEA

KUFPEC
10.23%

Chinguetti project is in the Abandonment & Decommissioning (A&D) stage. Phase two of the wells Plug and Abandonment (P&A) program was initiated in 2019, but it was suspended during year 2020 due to the global spread of COVID-19 pandemic. According to plans, these works will be resumed in 2021.

PSC- Zone A (Banda)
PSC- Zone B (Tiof)

Zone A
KUFPEC 12.86%

Zone B
KUFPEC 11.63%

Both PSC A and B projects are in the abandonment & decommissioning stage, with phase two of wells plug & abandonment activities taking place after completing P&A activities in Chinguetti Project.

Offshore Facility - Egypt

Consolidated Financial Statements

Contents

Independent auditor's report to the shareholder of

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

Report on the audit of the consolidated financial statements

Our opinion

In our opinion, the consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) (the "Company") and its subsidiaries (the "Group") as at 31 December 2020, and its consolidated financial performance and its consolidated cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards.

What we have audited

The Group's consolidated financial statements comprise:

- the consolidated statement of income for the year ended 31 December 2020;
- the consolidated statement of comprehensive income for the year then ended;
- the consolidated statement of financial position as at 31 December 2020;
- the consolidated statement of changes in equity for the year then ended;
- the consolidated statement of cash flows for the year then ended; and
- the notes to the consolidated financial statements, which include significant accounting policies and other explanatory information.

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 believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Independence

We are independent of the Group in accordance with the International Code of Ethics for Professional Accountants (including International Independence Standards) issued by the International Ethics Standards Board for Accountants (IESBA Code) and the 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.

Other information

The directors are responsible for the other information. The other information comprises the report of the Board of Directors and supplementary information for oil and gas reserves (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 and we do not and will not express any form of assurance conclusion thereon.

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.

Other information (continued)

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.

Responsibilities of management and those charged with governance for the consolidated financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards and the Companies Law no. 1 of 2016 and its executive regulations, 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 judgment and maintain professional scepticism 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 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.
- Obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the Group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the Group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

Report on other legal and regulatory requirements

Furthermore, in our opinion, proper books of accounts have been kept by the Company and the consolidated financial statements, together with the contents of the report of the Board of Directors and supplementary information for oil and gas reserves relating to these consolidated financial statements, are in accordance therewith. We further report that we obtained all 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, its executive regulations and by the Company's Memorandum of Incorporation and Articles of Association, that an inventory 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, its executive regulations nor of the Company's Memorandum of Incorporation and Articles of Association have occurred during the year ended 31 December 2020 that might have had a material effect on the business of the Group or on its consolidated financial position.

Khalid Ebrahim Al-Shatti
Licence No. 175 A
PricewaterhouseCoopers (Al-Shatti & Co.)

[29 April 2021]
Kuwait

Consolidated statement of income

(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

		Year ended 31 December	
	Note	2020	2019
Revenue from contracts with customers	6	**340,369**	518,120
Cost of operations	7	**(332,252)**	(369,457)
Net impairment losses on oil and gas properties	8	**(50,437)**	(4,877)
Gross (loss)/profit		**(42,320)**	143,786
Exploration costs		**(23,166)**	(14,206)
General and administrative expenses	9	**(13,532)**	(14,718)
Net impairment losses on financial assets	18	**(934)**	(4)
Other income - net	10	**6,471**	3,852
Operating (loss)/profit		**(73,481)**	118,710
Finance income		**4,092**	9,836
Finance costs	11	**(15,062)**	(26,061)
(Loss)/profit before income tax & directors' fees		**(84,451)**	102,485
Income tax credit/(expense)	12	**36,941**	(64,166)
Directors' fees		**(74)**	(70)
(Loss)/profit for the year		**(47,584)**	38,249

The accompanying notes on pages 41 to 84 form an integral part of these consolidated financial statements.

Consolidated statement of comprehensive income

(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Year ended 31 December	
	2020	**2019**
(Loss)/profit for the year	**(47,584)**	38,249
Other comprehensive income/(loss)		
Items that may be reclassified to consolidated statement of income:		
Exchange differences on translation of foreign operations	1,149	(633)
Other comprehensive income/(loss) for the year	1,149	(633)
Total comprehensive (loss)/income for the year	**(46,435)**	**37,616**

The accompanying notes on pages 41 to 84 form an integral part of these consolidated financial statements.

Consolidated statement of financial position

(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

		As at 31 December	
	Note	2020	2019
Assets			
Non-current assets			
Property, plant and equipment	13	**2,131,022**	2,215,418
Exploration and evaluation assets	14	**357,617**	368,880
Deferred tax assets	15	**69,794**	115,782
Right-of-use assets	16	**4,047**	4,311
		2,562,480	2,704,391
Current assets			
Inventories	17	**36,763**	38,968
Trade and other receivables	18	**159,598**	155,104
Cash and cash equivalents	20	**218,524**	201,849
		414,885	395,921
Total assets		**2,977,365**	3,100,312
Equity and liabilities			
Equity			
Share capital	21	**1,200,000**	1,200,000
Statutory reserve	21	**61,971**	61,971
Voluntary reserve	21	**61,971**	61,971
Foreign currency translation reserve		**(262,694)**	(263,843)
Accumulated losses		**(500,553)**	(452,969)
Net equity		**560,695**	607,130
Liabilities			
Non-current liabilities			
Borrowings	24	**190,646**	285,733
Lease liabilities	16	**3,724**	3,659
Deferred tax liabilities	15	**7,643**	62,017
Employees' end of service benefits	23	**18,721**	17,000
Decommissioning provision	22	**269,341**	241,482
		490,075	609,891
Current liabilities			
Trade and other payables	25	**72,855**	79,913
Borrowings	24	**95,323**	47,622
Lease liabilities	16	**820**	856
Tax liabilities		**9,063**	7,382
Due to ultimate parent company	19	**1,736,388**	1,736,388
Decommissioning provision	22	**12,146**	11,130
		1,926,595	1,883,291
Total liabilities		**2,416,670**	2,493,182
Total equity and liabilities		**2,977,365**	3,100,312

Qasem A. Al Majadi	**Waleed Ali Al Ben Ali**
Chairman	Acting Executive Vice President Finance & Administration

The accompanying notes on pages 41 to 84 form an integral part of these consolidated financial statements.

Consolidated statement of changes in equity

(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

	Share Capital	Statutory reserve	Voluntary reserve	Foreign currency translation reserve	Accumulated losses	Total
At 1 January 2020	1,200,000	61,971	61,971	(263,843)	(452,969)	607,130
Loss for the year	-	-	-	-	(47,584)	(47,584)
Other comprehensive income	-	-	-	1,149	-	1,149
Total comprehensive loss for the year	-	-	-	1,149	(47,584)	(46,435)
Balance at 31 December 2020	**1,200,000**	**61,971**	**61,971**	**(262,694)**	**(500,553)**	**560,695**
At 1 January 2019	1,200,000	61,971	61,971	(263,210)	(491,218)	569,514
Profit for the year	-	-	-	-	38,249	38,249
Other comprehensive loss	-	-	-	(633)	-	(633)
Total comprehensive income for the year	-	-	-	(633)	38,249	37,616
Balance at 31 December 2019	**1,200,000**	**61,971**	**61,971**	**(263,843)**	**(452,969)**	**607,130**

The accompanying notes on pages 41 to 84 form an integral part of these consolidated financial statements.

Consolidated statement of cash flows

(All amounts in thousands of Kuwaiti Dinars unless otherwise stated)

		Year ended 31 December	
	Note	2020	2019
Cash flows from operating activities			
(Loss)/profit before taxation		**(84,525)**	102,415
Adjustments for:			
Depreciation, depletion and amortisation	13	**200,239**	204,329
Depreciation of right-of-use assets	16	**659**	659
Exploration costs written off	14	**20,851**	9,073
Net impairment losses of oil and gas properties	8	**50,437**	4,877
Net provision for slow moving inventories	17	**908**	1,493
Finance income		**(4,092)**	(9,836)
Loss on sale of property, plant and equipment		**656**	-
Finance costs	11	**15,062**	26,061
Net impairment losses on financial assets	18	**934**	4
Provision for employees' end of service benefits	23	**2,948**	2,153
		204,077	341,228
Changes in working capital:			
Trade and other receivables		**(5,429)**	(10,471)
Inventories		**1,259**	13,726
Trade and other payables		**(8,286)**	6,861
Net cash generated from operations		**191,621**	351,344
Income tax paid		**30,736**	(19,595)
Employees' end of service benefits paid	23	**(1,175)**	(1,591)
Directors' fees paid		**(70)**	(53)
Net cash generated from operating activities		**221,112**	330,105
Cash flows from investing activities			
Net expenditure on property, plant and equipment		**(127,507)**	(154,973)
Interest income received		**4,092**	9,836
Expenditure on exploration and evaluation assets	14	**(17,780)**	(22,844)
Payment of decommissioning costs	22	**(8,279)**	(3,387)
Proceeds on disposal of property, plant and equipment		**704**	4
Payment of deferred liabilities on acquisition		**-**	(15,168)
Net cash flows used in investing activities		**(148,770)**	(186,532)
Cash flows from financing activities			
Repayment of borrowing	24	**(47,661)**	(216,679)
Principal repayment of lease liabilities		**(363)**	(596)
Finance costs paid		**(4,166)**	(13,803)
Net movement in amount due to ultimate parent company		**-**	(67,273)
Net cash flows used in financing activities		**(52,190)**	(298,351)
Exchange differences arising on translation of foreign currency		**(3,477)**	704
Net increase/(decrease) in cash and cash equivalents		**16,675**	(154,074)
Cash and cash equivalents at beginning of the year		**201,849**	355,923
Cash and cash equivalents at end of the year	20	**218,524**	201,849

The accompanying notes on pages 41 to 84 form an integral part of these consolidated financial statements.

1- INCORPORATION AND ACTIVITIES

Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company K.S.C. (Closed) (the "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 19.

The Annual General Assembly ("AGM") of the shareholders for the year ended 31 December 2019 was held on 7 June 2020 and approved the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2019.

These consolidated financial statements were authorised for issue by the Board of Directors on 27 April 2021. The AGM has the power to amend these consolidated financial statements after issuance.

On March 11th, 2020, the World Health Organization declared the health emergency situation caused by COVID-19 as a global pandemic. Overall, the rapid spread of COVID-19, on an international scale, triggered an unprecedented healthcare, social and economic crisis, affecting individuals, countries and businesses alike. The pandemic resulted also in an exceptionally challenging pricing environment for oil and gas. The Brent price averaged $42 per barrel for the full-year 2020, compared with $64 in 2019. Likewise, the WTI price averaged $39 per barrel for 2020, versus $57 in 2019. Crude oil prices mainly declined at the end of the first and into the second quarter of 2020 due to surplus supply as demand decreased following government-imposed travel restrictions and other constraints on economic activity.

In the second half of 2020, the supply/demand balance, gradually improved, supported by OPEC+ production cuts, a modest demand recovery, and a positive sentiment through successful vaccine rollouts. For natural gas / Asia spot LNG, the situation was similar, after bottoming out to record-low levels in summer 2020, Asian LNG prices soared during winter 2020/21, breaching oil parity levels and causing a simultaneous appreciation of the UK gas price.

For the year 2020, the management has assessed the possible impact of the pandemic on the Group, on the basis of internal and external source of information and anticipate no significant impact on the continuity of operations, useful life of Property, plant & equipment, recoverability of assets, trade receivable, inventories etc., and the financial position of the Group. Hence, no impact is expected on Group's ability to continue as a going concern and meeting its obligations.

Considering the possible effect of the volatile oil and gas prices in the year 2020, on the recoverability of Cash Generating Units, the Group has considered the business condition to make an assessment of the implication of the pandemic, future oil and gas prices, production, reserves on basis of internal and external information and indicators of the future economic conditions. Based on the assessment, the Group has recorded impairment provision to the extent the carrying amount exceeds the value in use.

Going forward, speed and magnitude of the oil price and demand recovery will depend on the pace at which large populations around the world get access to vaccines. Nevertheless, KUFPEC assesses that the re-balancing of the energy market has been and is progressing well, as we are moving forward into 2021, helped by continued strong OPEC+ compliance, above-consensus Chinese GDP recovery and significant worldwide fiscal and monetary stimuli.

2- FUNDAMENTAL ACCOUNTING CONCEPTS

During the year, the Group has incurred loss amounting to KD 47,584 (2019: achieved profit of KD 38,249) and as at the reporting date, the Group has accumulated losses amounting to KD 500,553 (31 December 2019: KD 452,969). As at the reporting date, the Group's current liabilities exceeded its current assets by KD 1,511,710 (31 December 2019: KD 1,487,370).

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.

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

The principal accounting policies applied in the preparation of these consolidated financial statements are summarized below. These policies have been consistently applied to all the years presented, unless otherwise stated.

3.1 Basis of preparation

(i) Compliance with IFRS

The consolidated financial statements of the Group have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS) and interpretations issued by the IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) applicable to companies reporting under IFRS. The consolidated financial statements comply with IFRS as issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

The preparation of consolidated financial statements in conformity with International Financial Reporting 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 5.

(ii) Historical cost convention

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

(iii) New and amended standards adopted by the Group

The Group has applied the following standards and amendments for the first time for their annual reporting period commencing 1 January 2020:

- Definition of Material – amendments to IAS 1 and IAS 8
- Definition of a Business – amendments to IFRS 3
- Interest Rate Benchmark Reform – amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7
- Revised Conceptual Framework for Financial Reporting

The company also elected to adopt the following amendments early:

- Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020 Cycle.

The amendments listed above did not have any impact on the amounts recognised in prior periods and are not expected to significantly affect the current or future periods.

(iv) New standards and interpretations not yet adopted by the Group:

Certain new accounting standards and interpretations have been published that are not mandatory for 31 December 2020 reporting periods and have not been early adopted by the Group. These standards are not expected to have a material impact on the Group in the current or future reporting periods and on foreseeable future transactions.

3.2 Principles of consolidation and equity accounting

(a) Subsidiaries

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

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

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

(b) Equity method

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

When the Group's share of losses in an equity-accounted investment equals or exceeds its interest in the entity, including any other unsecured long-term receivables, the Group does not recognise further 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 joint operations or joint ventures. The classification depends on the contractual rights and obligations of 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 the assets, liabilities, revenues and expenses of joint operations and its share of any jointly held or incurred assets, liabilities, revenues and expenses. These have been incorporated in the consolidated financial statements under the appropriate headings. Details of the joint operations are set out in Note 27.

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

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

3.2 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 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.

3.3 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's 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 acquire is remeasured to fair value at the acquisition date. Any gains or losses arising from such remeasurement are recognised in consolidated statement of income.

3.4 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.

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

3.4 Foreign currency translation (Continued)

(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 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 consolidated statement of income, as part of the gain or loss on sale.

3.5 Oil and natural gas exploration, 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.

3.6 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.

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

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

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 capitalized, net of any proceeds received from selling any product produced while testing. Where these proceeds exceed the cost of testing, any excess is recognized in the consolidated statement of income.

When 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 capitalization 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 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.

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-outs — 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.

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

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

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. 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.

3.7 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.

3.8 Financial assets

3.8.1 Classification

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.

3.8.2 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.

3.8.3 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 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

3.8 Financial assets (continued)

3.8.3 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 consolidated statement of income and presented in other gains/ (losses) together with foreign exchange gains and losses. Impairment losses are presented as separate line item in the consolidated statement of income. Financial assets at amortised cost comprise of "Trade and other receivables" and "Cash and cash equivalents".

3.8.4 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. Refer note 4.1 (b)(ii) for details.

3.9 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.

3.10 Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents includes 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.

3.11 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.

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.

3.12 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 Public Authority for Social Security calculated as a percentage of the employees' salaries.

3.13 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 borrowing, 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.

3.14 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 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

3.15 Borrowings

Borrowings represents 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.

3.18 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 asset 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 accept 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/over lift". 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/over lift".

3.21 Income tax

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.

3 SUMMARY OF SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES (Continued)

3.21 Income tax (continued)

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 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 consolidated statement of comprehensive income or directly in equity, respectively.

3.22 Leases

The Group leases land, building and vessels. Rental contracts are typically made for a specific period and sometimes includes 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 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 a 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, such as LIBOR); 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 depreciated 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 statement of income. Short-term leases are leases with a lease term of 12 months or less.

4 FINANCIAL RISK MANAGEMENT

4.1 Financial risk factors

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 risks, 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:

(a) Market risk

Market risk is the risk that the fair value or future cash flows of financial instrument 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 affects 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, Norwegian Kroner 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 cash and cash equivalent, trade and other receivables, 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:

	As at 31 December	
	2020 **KD** (equivalent)	**2019** **KD** (equivalent)
Australian dollar	(36)	(1,057)
Canadian dollar	2,639	1,745
Norwegian Kroner	(12)	(4,533)
British Pound	3,016	1,826

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 Group is exposed, with all other variables held constant, on the (loss)/profit for the year and equity.

	Change in currency rate	Effect on (loss) / profit for the year and equity
31 December 2020		
Australian dollar	+10%	4
Canadian dollar	+10%	(264)
Norwegian Kroner	+10%	1
British Pound	+10%	(302)
31 December 2019		
Australian dollar	+10%	(106)
Canadian dollar	+10%	175
Norwegian Kroner	+10%	(453)
British Pound	+10%	183

The decrease in foreign currency percentage movement will have the opposite effect on (loss)/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 borrowings. The Group manages interest rate risk by monitoring interest rate movements and by borrowing at market linked interest rates.

4 FINANCIAL RISK MANAGEMENT (CONTINUED)

4.1 Financial risk factors (Continued)

(a) Market risk (continued)

(ii) Interest rate risk (continued)

The following table illustrates the sensitivity of the profit/loss for the year as well as equity to a reasonably possible change in interest rates of borrowings by 0.5% (2019: 0.5%). A positive number below indicates a decrease in profit and equity and a negative number indicates an increase in profit and equity.

		2020	2019
	Change in interest rate	**Effect on Loss / equity**	**Effect on Profit / equity**
Kuwaiti Dinar	+0.5%	412	(609)
	-0.5%	(412)	609

(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% (2019: 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.

(b) 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 short-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 consider 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's new expected credit loss model are 'trade and other receivables' 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' 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 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 equivalent by rating agency designation at the end of reporting period based on Moody's ratings or its equivalent for the main banking relationships:

	31 December 2020	31 December 2019
A1-A2	157	270
AA	508	1,699
Aa2-Aa3	217,376	191,288
Baa1-Baa2	140	3,846
	218,181	197,103

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

(c) 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.

At 31 December 2020	Less than 1 year	Between 1 and 5 years	More than 5 years	Total
Liabilities				
Trade and other payables	72,855	-	-	72,855
Tax liabilities	9,063	-	-	9,063
Due to ultimate parent company	1,736,388	-	-	1,736,388
Lease liabilities	820	2,276	1,613	4,709
Borrowings	103,441	196,964	-	300,405
	1,922,567	199,240	1,613	2,123,420
Capital commitments for future exploration and development	173,133	-	-	173,133

4 FINANCIAL RISK MANAGEMENT (CONTINUED)

4.1 Financial risk factors (Continued)

(c) Liquidity risk (Continued)

At 31 December 2019	Less than 1 year	Between 1 and 5 years	More than 5 years	Total
Liabilities				
Trade and other payables	79,913	-	-	79,913
Tax liabilities	7,382	-	-	7,382
Due to ultimate parent company	1,736,388	-	-	1,736,388
Lease liabilities	856	2,130	3,169	6,155
Borrowings	54,752	300,020	-	354,772
	1,879,291	302,150	3,169	2,184,610
Capital commitments for future exploration and development	299,564	-	-	299,564

4.2 Capital risk 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.

The Group monitors capital on the basis of gearing ratio. The ratio is calculated as net debt divided by total capital. Net debt is calculated as total debt less cash and cash equivalents. Total capital is calculated as net debt plus equity. The gearing ratios as at 31 December were as follows:

	2020	2019
Total borrowing (Note 24)	285,969	333,355
Add: Lease liabilities (Note 16)	4,544	4,515
Less: Cash and cash equivalents (Note 20)	(218,524)	(201,849)
Net debt	71,989	136,021
Total equity	560,695	607,130
Total capital	632,684	743,151
Gearing ratio	11%	18%

The Group has complied with the borrowing covenant during the year 2020 and 2019.

5 SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS AND ESTIMATES

In the application of the Group's accounting policies, the management is required to make judgments, 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.

Judgments

In the process of applying the Group's accounting policies, management has made the following judgments, 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 judgment.

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.

5 SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS AND ESTIMATES (CONTINUED)

Estimations 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
Reserve 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 judgments regarding the existence of such assets and in estimates of the likely recovery of such assets.

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.

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.

5 SIGNIFICANT ACCOUNTING JUDGMENTS AND ESTIMATES (CONTINUED)

Estimations and assumptions (continued)

Decommissioning costs (continued)
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.

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 un-utilised 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. 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 group of similar financial assets for the purpose of measuring ECL.

Impairment of inventories
Inventories are held at the lower of cost and net realisable value. When inventories become old or obsolete, an estimate is made of their net realisable value. For individually significant amounts this estimation is performed on an individual basis. Amounts which are not individually significant, but which are old or obsolete, are assessed collectively and a provision applied according to the inventory type and the degree of aging or obsolescence.

6 REVENUE FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS

The Group derives revenue from sale of oil, gas and LNG at a point in time and for pipeline tariff over time.

	2020	2019
Oil sales	106,920	208,032
Gas sales	101,542	142,537
LNG sales	127,741	166,324
Tariff income	4,166	1,227
	340,369	518,120

7 COST OF OPERATIONS

	2020	2019
Operating costs	132,039	136,655
Depletion of oil and gas properties (Note 13)	199,217	203,327
Depreciation of right of use assets	120	119
Inventory written off	-	3,247
Provision for slow moving inventory – net	908	1,493
(Under)/Over lift – net	(5,403)	17,122
Royalties	5,371	7,494
	332,252	369,457

8 NET IMPAIRMENT LOSSES OF OIL AND GAS PROPERTIES

	2020	2019
Impairment losses		
Oil and gas properties	60,780	14,544
Goodwill	-	130
Impairment reversals		
Oil and gas properties	(10,343)	(9,797)
Net impairment losses	50,437	4,877

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. 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 for the fields and take into account development plans for the fields agreed by management as part of the long-term planning process.

8 NET IMPAIRMENT LOSSES OF OIL AND GAS PROPERTIES (CONTINUED)

The future cash flows are discounted to their present value using discount rates ranging from 6.33% to 14.53% (2019: 7.33% to 17.25%) depending on the specific risk characteristics of the respective CGU.

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

	Change in%	Effect on loss 2020	Effect on profit 2019
Discount rate	+1	(13,401)	(1,182)
Crude oil and gas prices	-10	(48,497)	(10,523)

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 (2-3 years), 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 and Covid-19, building on past experience of the industry and consistent with external sources. Crude oil prices have been revised to reflect the lower, post-Covid-19 prices currently prevailing and anticipated for 2021, and revised views of oil prices in the longer term.

9 GENERAL AND ADMINISTRATIVE EXPENSES

	2020	2019
Staff salaries and related costs	28,349	27,115
Office costs and utilities	185	225
Repairs and maintenance	110	153
Professional fees	4,452	4,595
Travel expenses	115	1,172
Training	101	857
Depreciation – other property, plant and equipment (Note 13)	1,022	1,002
Depreciation on right-of-use asset	539	540
Public relations	61	270
Others	4,553	4,770
	39,487	40,699
Less: costs re-allocated to projects	(25,955)	(25,981)
	13,532	14,718

10 OTHER INCOME - NET

	2020	2019
Other income	3,978	5,567
Foreign exchange gain/(loss)	3,144	(1,709)
Loss on sale of assets – net	(651)	(6)
	6,471	**3,852**

11 FINANCE COSTS

	2020	2019
Unwinding of discount for decommissioning provision (Note 22)	9,598	9,270
Finance costs on borrowings and others	5,225	16,735
Interest expense on lease liabilities (Note 16)	239	56
	15,062	**26,061**

12 INCOME TAX EXPENSE

	2020	2019
Foreign tax		
Current:		
Tax (credit)/expense on profit	(29,220)	17,814
Reversal of WPPF provision	-	(10)
Deferred:		
(Credit)/charge for the year	(7,886)	46,362
Charge for the year- PRRT	165	-
	(36,941)	**64,166**

The rates of taxation applicable to profits arising in foreign operations vary between 23% and 78%.

The current income tax credit mainly resulted due to temporary tax legislative changes enacted in certain geography, effective 1 January 2020. These tax legislative changes are primarily related to accelerated tax depreciations and accelerated uplift utilization in addition to the ability to claim a refund of the current year tax losses.

13 PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

	Oil and gas properties	Other property, plant and equipment	Total
As at 1 January 2020			
Cost	4,115,753	16,715	4,132,468
Depreciation, depletion and impairment losses	(1,904,602)	(12,448)	(1,917,050)
Net book amount	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**
Year ended 31 December 2020			
Additions	127,004	503	127,507
Transfer from exploration and evaluation assets (Note 14)	8,496	-	8,496
Changes in estimates (Note 22)	27,467	-	27,467
Disposals	(1,469)	(66)	(1,535)
Exchange differences	3,396	14	3,410
Depreciation, depletion and impairment losses			
Charge for the year (Notes 7 & 9)	(199,217)	(1,022)	(200,239)
Disposals	156	19	175
Net impairment losses	(50,437)	-	(50,437)
Exchange differences	719	41	760
Closing net book amount	**2,127,266**	**3,756**	**2,131,022**
As at 31 December 2020			
Cost	4,280,647	17,166	4,297,813
Depreciation, depletion and impairment losses	(2,153,381)	(13,410)	(2,166,791)
Net book amount	**2,127,266**	**3,756**	**2,131,022**

13 PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT (CONTINUED)

	Oil and gas properties	Other property, plant and equipment	Total
As at 1 January 2019			
Cost	3,981,991	15,930	3,997,921
Depreciation, depletion and impairment losses	(1,698,922)	(11,475)	(1,710,397)
Net book amount	**2,283,069**	**4,455**	**2,287,524**
Year ended 31 December 2019			
Additions	154,155	818	154,973
Transfer from exploration and evaluation assets (Note 14)	25,351	-	25,351
Changes in estimates (Note 22)	(41,766)	-	(41,766)
Disposals	-	(17)	(17)
Exchange differences	(3,978)	(16)	(3,994)
Depreciation, depletion and impairment losses			
Charge for the year (Notes 7 & 9)	(203,327)	(1,002)	(204,329)
Disposals	-	13	13
Net impairment losses	(4,747)	-	(4,747)
Exchange differences	2,394	16	2,410
Closing net book amount	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**
As at 31 December 2019			
Cost	4,115,753	16,715	4,132,468
Depreciation, depletion and impairment losses	(1,904,602)	(12,448)	(1,917,050)
Net book amount	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**

During the current year, changes in estimates of decommissioning costs (Note 22) have changed the carrying value of the related decommissioning assets by an amount of KD 27,467 (2019: KD 41,766) due to the updates on the assumptions used in the prior year estimate.

14 EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS

	Exploration and evaluation assets
Cost	
At 1 January 2020	905,799
Additions	17,780
Foreign exchange adjustment	518
At 31 December 2020	924,097
Exploration costs written off	
At 1 January 2020	534,014
Write off	20,851
Transfer to oil and gas properties (Note 13)	8,496
Foreign exchange adjustment	214
At 31 December 2020	563,575
Impairment losses	
At 1 January 2020	2,905
At 31 December 2020	2,905
Net carrying amount	
At 31 December 2020	**357,617**

	Exploration and evaluation assets
Cost	
At 1 January 2019	883,602
Additions	22,844
Foreign exchange adjustment	(647)
At 31 December 2019	**905,799**
Exploration costs written off	
At 1 January 2019	499,860
Write off	9,073
Transfer to oil and gas properties (Note 13)	25,351
Foreign exchange adjustment	(270)
At 31 December 2019	**534,014**
Impairment losses	
At 1 January 2019	2,905
At 31 December 2019	2,905
Net carrying amount	
At 31 December 2019	**368,880**

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 expenses unless commercial reserves are established or the determination process is not completed and there is no indication of impairment at the reporting date. The outcome of ongoing explorations and therefore, whether the carrying value of these assets will ultimately be recovered, is inherently uncertain.

Exploration costs of KD 23,166 (2019: KD 14,206) in the consolidated statement of income include capitalised costs written off as dry hole of KD 20,851 (2019: KD 9,073) and other costs of KD 2,315 (2019: KD 5,133) related to exploration and evaluation activities are directly expensed through the consolidated statement of income.

15 DEFERRED TAXATION

	2020	2019
As at 1 January		
Deferred tax assets	115,782	158,399
Deferred tax liabilities	(62,017)	(58,295)
Net Deferred Tax	53,765	100,104
Deferred tax credit/(charge) - net	7,886	(46,362)
Foreign exchange adjustment	500	23
Movement during the year	8,386	(46,339)
At 31 December		
Deferred tax assets	69,794	115,782
Deferred tax liabilities	(7,643)	(62,017)
Net deferred tax	62,151	53,765

Deferred tax arises primarily due to:

	2020	2019
Deferred tax assets		
Carried forward losses	283,692	259,092
Provisions and others	13,296	16,624
Leases	63	64
	297,051	275,780
Set-off of deferred tax liabilities pursuant to set-off provisions	(227,257)	(159,998)
	69,794	115,782
Deferred tax liabilities		
Accelerated accounting depreciation	(234,900)	(222,015)
Set-off of deferred tax liabilities pursuant to set-off provisions	227,257	159,998
	(7,643)	62,017
Net deferred tax	**62,151**	**53,765**

16 LEASES

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

	2020	2019
Right-of-use assets		
Land	63	93
Buildings – Area Offices space	2,051	2,168
Vessel	1,933	2,050
	4,047	**4,311**

	2020	2019
Lease liabilities		
Current	820	856
Non-current	3,724	3,659
	4,544	**4,515**

(ii) Amounts recognised in the consolidated statement of income

	Year ended 31 December	
	2020	2019
Depreciation charge of right-of-use assets		
Land (Note 9)	31	30
Buildings (Note 9)	508	510
Vessel (Note 7)	120	119
	659	659
Finance cost	239	56
Expense relating to low value leases (included in general and administrative expenses)	692	755
Expense relating to short term leases (included in general and administrative expenses)	12	3

The total cash outflow for leases in 2020 is KD 1,067.

17 INVENTORIES

	2020	2019
Crude oil	2,572	4,213
Condensate and gas	945	1,076
LNG	863	230
Spare parts, materials and supplies	35,291	35,411
	39,671	40,930
Less: Provision for slow moving and obsolete items	(2,908)	(1,962)
	36,763	**38,968**

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

Movement in the provision for slow moving and obsolete items:

	2020	2019
At 1 January	1,962	515
Reversal of provision during the year	(212)	(45)
Charge for the year	1,120	1,538
Foreign exchange adjustment	38	(46)
At 31 December	**2,908**	**1,962**

18 TRADE AND OTHER RECEIVABLES

	2020	2019
Trade receivables	40,502	69,537
Due from joint venture participants	27,127	17,390
Decommissioning funds with operators	39,357	34,218
Prepayments	2,954	3,736
Advance corporate tax	28,976	9,107
Advances to operators	8,651	7,957
Due from affiliates	785	748
Other receivables	12,807	13,037
	161,159	155,730
Less: loss allowance	(1,561)	(626)
	159,598	**155,104**

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

Trade receivable aggregating KD 35,931 (2019: KD 59,010) were neither past due nor impaired. The credit quality of these receivables can be assessed with reference to their historic performance with no default recent history.

Trade receivable aggregating KD 3,937 (2019: KD 9,901) were past due but not impaired. These relates to various customers for which there is no recent history of default.

18 TRADE AND OTHER RECEIVABLES (CONTINUED)

At 31 December 2020, trade receivables and other with a nominal value of KD 1,561 (2019: KD 626) were impaired and fully provided for. Movements in the loss allowances is as follows:

	2020	2019
At 1 January	626	637
Charge during the year	934	4
Foreign exchange adjustment	1	(15)
At 31 December	**1,561**	**626**

19 RELATED PARTY TRANSACTIONS

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 party 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.

The related party balances included in these consolidated financial statements are as follows:

(a) Compensation of key management personnel

	2020	2019
Salaries and other short-term benefits	1,247	1,281
Post-employment benefits	293	1,025
	1,540	**2,306**

(b) Funds held by Ultimate Parent Company

	2020	2019
Short term deposit (Note 20)	185,316	162,738

(c) Due to Ultimate Parent Company

	2020	2019
Ultimate Parent Company*	1,736,388	1,736,388
	1,736,388	**1,736,388**

*Included within the balance due to Ultimate Parent Company are dividends payable amounting to KD 283,709 as at 31 December 2020 (2019: KD 283,709). These amounts are payable on demand and do not carry interest.

(d) Due from affiliates

	2020	2019
Due from affiliates	785	748
	785	**748**

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

For the year ended 31 December 2020, the Group has not recorded any impairment of receivables relating to amounts owed by related parties (2019: 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.

20 CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2020	2019
Cash on hand	343	4,746
Cash at bank	32,865	34,365
	33,208	39,111
Short term deposits (Note 19)	185,316	162,738
	218,524	**201,849**

Short term deposits represent surplus funds generated from operations and 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 1.41% per annum (2019: 2.78% per annum). Interest earned during the year on these deposits amounted to KD 3,157 (2019: KD 8,952).

21 SHARE CAPITAL AND RESERVES

(a) Share capital

	Authorised		Issued and fully paid up in cash	
	2020	2019	2020	2019
1,200,000,000 (2019: 1,200,000,000) shares of KD 1 (2019: 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 Company's Articles of Association, 10% of the profit for the year is required to be transferred to the statutory reserve. The Group may resolve to discontinue such annual transfers, after the reserve exceed 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 years ended 31 December 2020 and 2019, no transfer has been made to statutory reserve due to the accumulated losses.

21 SHARE CAPITAL AND RESERVES (CONTINUED)

(c) Voluntary reserve (continued)

In accordance with the Company's Articles of Association, 10% of profit for the year after contribution to taxation and directors' fees 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 years ended 31 December 2020 and 2019, no transfer has been made to voluntary reserve due to accumulated losses.

22 DECOMMISSIONING PROVISION

	2020	2019
At 1 January	252,612	288,813
Unwinding of discount (Note 11)	9,598	9,270
Changes in estimates (Note 13)	27,467	(41,766)
Payment of decommissioning costs	(8,279)	(3,387)
Foreign exchange adjustment	89	(318)
At 31 December	**281,487**	**252,612**

Disclosed in the consolidated statement of financial position as follows:

	2020	2019
Current liabilities	12,146	11,130
Non-current liabilities	269,341	241,482
At 31 December	**281,487**	**252,612**

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 rate used in the calculation of the provision as at 31 December 2020 ranges from 0.75% to 4.5% (2019: 3.5% to 4.5%).

23 EMPLOYEES' END OF SERVICE BENEFITS

	2020	2019
At 1 January	17,000	16,439
Changes for the year	2,948	2,153
Payment during the year	(1,175)	(1,591)
Exchange differences	(52)	(1)
At 31 December	**18,721**	**17,000**

24 BORROWINGS

	2020	2019
Current liabilities		
Borrowing		
	95,323	47,622
	95,323	47,622
Non-current liabilities		
Borrowing		
	190,646	285,733
	190,646	285,733
Total borrowing	**285,969**	**333,355**

Movement in the long-term borrowings (Current and Non-Current) recognised in the consolidated statement of financial position is as follows:

	2020	2019
At beginning of the year	333,355	550,364
Repayments during the year	(47,661)	(216,679)
Foreign exchange movement during the year	275	(330)
At end of the year	**285,969**	**333,355**

As of 31 December 2020, the Group has one borrowing facilities (2019: one borrowing facilities).

The borrowing facility with principal amount of USD 1,100 million (equivalent to KD 334 million) is unsecured and its average interest rate during 2020 was 1.49% per annum (2019: 3.11%). It is being repaid in 7 half-yearly instalments of USD 157 million (equivalent to KD 47.6 million) each starting from 2020 and will be fully repaid in the year 2023. The borrowing carries interest at the rate of LIBOR plus 0.75%.

25 TRADE AND OTHER PAYABLES

	2020	2019
Trade payables	45,480	46,928
Accruals	11,484	12,023
Other payables	15,891	20,962
	72,855	**79,913**

26 COMMITMENTS

Commitments under various joint ventures for future exploration and development expenditure at 31 December 2020 amounted to approximately KD 173,133 (2019: KD 299,564).

Letter of guarantees issued during the year amounted to KD 2,507 (2019: KD 1,980).

27 SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE

Subsidiaries

The wholly owned subsidiaries of the Group are outlined below:

Company's Name	**Country of Incorporation**	**Country of Operations**	**Type of Activity**
KUFPEC (China) Inc.	Panama	China	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC (Egypt) Ltd.	Cayman Islands	Egypt	Area office, Market survey, Oil & Gas Exploration / Development / Production.
KUFPEC (Indonesia) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC (Algeria) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC (South Sudan) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC Regional Ventures (Indonesia) Ltd.	Cayman Islands	Indonesia	Area office & Market survey
KUFPEC (Tunisia) Ltd.	Cayman Islands	Tunisia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC (Malaysia) Limited	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC (Yemen) Ltd.	Cayman Islands	Yemen	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC (Aden) Ltd.	Cayman Islands	Yemen	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC Vietnam (Block 19) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC Vietnam (Block 20) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC Vietnam (Block 51) Ltd.	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC UK (Holdings) Ltd.	Cayman Islands	-	Holding Company
KUFPEC Philippines (SC-46) Ltd	Cayman Islands	-	Dormant
KUFPEC Malaysia (SB 312) Ltd	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC Malaysia (SK-410B) Limited	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC (Holdings) Ltd.	Cayman Islands	Global	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC Singapore Holding Ltd.	Cayman Islands	-	Holding Company
KUFPEC Malaysia (SK304) Limited	Cayman Islands	Malaysia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC Canada Inc.	Canada	-	Area office, Oil & Gas Exploration/ Development / Production
Energy Development Corporation B.V.	Netherlands	Australia	Holding Company
KUFPEC Australia Pty Ltd.	Australia	Australia	Area office, Holding Company, Market survey, Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC (Perth) Pty Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration / Development / Production
KUFPEC Australia (Julimar) Pty. Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production

27 SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE (CONTINUED)

(a) Subsidiaries (Continued)

Company's Name	Country of Incorporation	Country of Operations	Type of Activity
KUFPEC Australia (WA356 Permit) Pty. Ltd.	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC Australia (Wheatstone Iago) Pty Ltd	Australia	Australia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC (Pakistan) B.V.	Netherlands	Pakistan	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC Pakistan Holdings B.V.	Netherlands	Pakistan	Holding Company
PKP Kirthar B.V.	Netherlands	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
Mauritania Holdings B.V.	Netherlands	Mauritania	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC Pakistan (Kirthar Holdings) B.V.	Netherlands	Pakistan	Holding company
Kirthar Pakistan B.V.	Netherlands	Pakistan	Area Office, Market survey, Oil & Gas Exploration / Development/ Production
PKP Exploration 2 Ltd.	United Kingdom	Pakistan	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC UK Ltd.	United Kingdom	United Kingdom	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
PKP Kadanwari Ltd.	Japan	Pakistan	Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC Norway AS	Norway	Norway	Area office, Oil & Gas Exploration / Development/ Production
KUFPEC America Inc.	America	USA	Business Development
Summerhill Capital Resources Limited	British Virgin Island	-	Business Development
KUFPEC Indonesia CBM Inc	British Virgin Island	-	Holding company
Galoc Production Company No. 2 Pte Ltd.	Singapore	Philippines	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production
KUFPEC Singapore Pte Ltd.	Singapore	-	Holding company
KUFPEC (Philippines) Holdings Pte. Ltd.	Singapore	-	Holding company
KUFPEC Indonesia Holdings Pte. Ltd.	Singapore	-	Dormant
KUFPEC Indonesia ONWJ B.V.	Netherlands	-	Dormant
KUFPEC Indonesia SES & ONWJ B.V.	Netherlands	-	Dormant
KUFPEC Indonesia SES B.V.	Netherlands	-	Dormant
KUFPEC Malaysia Sdn Bhd	Malaysia	Malaysia	Area Office
KUFPEC Indonesia (Sumbagsel) B.V.	Netherlands	-	Dormant
KUFPEC Indonesia (Merangin III) B.V.	Netherlands	-	Business Development
KUFPEC Indonesia (Anambas) B.V.	Netherlands	Indonesia	Oil & Gas Exploration/ Development/ Production

27 SUBSIDIARIES AND INVESTMENT IN AN ASSOCIATE (CONTINUED)

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
Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-26-L (Mutineer) & WA-27-L (Exeter)	37.5023%
Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-54-L (Fletcher)	50.0031%
Santos	Australia	KUFPEC Australia Pty Ltd.	WA-54-L (Finucane)	37.5023%
Woodside	Australia	KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd	WA-356-P	35%
Woodside	Australia	KUFPEC Australia (WA356 Permit) Pty Ltd	WA-356-P (exploration interest)	35%
Woodside	Australia	KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd	WA-49-L (Julimar, Brunello & Balnaves)	35%
Chevron	Australia	KUFPEC Australia (Wheatstone Iago) Pty Ltd	WA-48-L, WA-47-L & WA-46-L (unitised)	8%
Chevron	Australia	KUFPEC Australia (Wheatstone Iago) Pty Ltd & KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd	Wheatstone LNG	13.4%
BHP	Australia	KUFPEC (Perth) Pty Ltd	WA-71-R	47.5%
Woodside	Australia	KUFPEC Australia (Julimar) Pty Ltd	WA-536-P	35%
KUFPEC	Australia	KUFPEC (Perth) Pty Ltd	WA-538-P	100%
KUFPEC	Australia	KUFPEC (Perth) Pty Ltd	Wa-539-P	100%
CNOOC	China	KUFPEC (China) Inc.	Yacheng 13-1	30%
Chevron	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	30%
Paramount	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	Ranging from 3.75% - 18.75%
XTO	Canada	KUFPEC Canada Inc.	Kaybob Duvernay	Ranging from 4.15% - 15%
IEOC	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	North Bardawil	40%
Apache	Egypt	KUFPEC (Egypt) Ltd.	Ras Kanayes	36.36%
PICO	Egypt	KUFPEC (Egypt)Ltd.	Geisum	40%
TOTAL	Egypt	KUFPEC (Egypt)Ltd.	North Ras Kanayes	25%
Premier	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Natuna) B.V.	Natuna Sea Block A	33.33%
KUFPEC	Indonesia	KUFPEC Indonesia (Anambas) B.V.	Anambas	100%
Petrofac	Malaysia	KUFPEC (Malaysia) Limited	PM 304 (Cendor)	25%
	Malaysia	KUFPEC Malaysia (SK304) Limited	SK304	35%
PTTEP HKO	Malaysia	KUFPEC Malaysia (SK-410B) Limited	Block SK 410	42.5%
Petronas	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Chinguetti	10.234%
Tullow	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Zone A	12.8659%
Tullow	Mauritania	Mauritania Holdings B.V.	Zone B	11.63%
Repsol	Norway	KUFPEC Norway AS	Gyda (PL 019B)	5%
Repsol	Norway	KUFPEC Norway AS	YME (PL316)	10%
Aker BP	Norway	KUFPEC Norway AS	Tambar East Unit	0.8%

28 INTERESTS IN JOINT OPERATIONS (CONTINUED)

Operator	Country	KUFPEC Entity	Block	Interest
Equinor	Norway	KUFPEC Norway AS	Eirin (PL 048E)	21.8%
Equinor	Norway	KUFPEC Norway AS	Gina Krog Unit	30%
Equinor	Norway	KUFPEC Norway AS	Utgard Unit	6.2%
Equinor	Norway	KUFPEC Norway AS	Sleipner West Unit	9.4112%
Equinor	Norway	KUFPEC Norway AS	Sleipner East Unit	10%
Mari Petroleum	Pakistan	PKP Exploration 2 Ltd.	Bolan (Zarghun South)	3.75%
ENI	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V. PKP Kirthar B.V.	Kirthar (Badhra)	28% 6%
ENI	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V. PKP Kirthar B.V.	Kirthar (Bhit)	28% 6%
ENI	Pakistan	PKP Kadanwari Ltd.	Tajjal (Kadanwari)	15.79%
OGDCL	Pakistan	PKP Exploration 2 Ltd. KUFPEC Pakistan B.V.	Qadirpur	4.75% 8.50%
Orient Petroleum	Pakistan	PKP Exploration 2 Ltd.	Dadu (Zamzama)	9.375%
KUFPEC	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V.	Makhad	82.5%
Pakistan Petroleum	Pakistan	Kirthar Pakistan B.V.	Bela West	35%
Tamarind	Philippines	Galoc Production Company No.2 Pte. Ltd	SC14-C (Galoc)	26.84473%
CTKCPT	Tunisia	KUFPEC Tunisia Ltd.	Sidi El Kilani	22.50%
EnQuest	UK	KUFPEC UK Ltd.	Alma-Galia	35%
United Energy Co.	Yemen	KUFPEC (Yemen) Ltd	Block 5 (Jannah)	20.00%
Oil Search	Yemen	KUFPEC (Aden) Ltd.	Block 7	21.25%

UNAUDITED SUPPLEMENTARY INFORMATION – OIL AND GAS RESERVES

At 31 December 2020

	2020 (mmboe)	2019 (mmboe)
Proved and probable reserves at beginning of year		
Fields in production	**445.30**	460.25
Projects under development	**6.47**	9.24
	451.77	**469.49**
Changes during the year		
Revision of previous estimates	**5.92**	21.52
Production (from ongoing projects)	**(37.79)**	(39.24)
	(31.88)	**(17.72)**
Proved and probable reserves at end of year		
Fields in Production	**413.75**	445.30
Projects under development	**6.14**	6.47
	419.89	**451.77**

Proven reserves are the quantities of crude oil and natural gas which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

Probable reserves are those additional reserves which are not yet proven but together with proven reserves are estimated to have a 50% or better chance of being technically and economically producible.

Oil reserves include the oil equivalent of natural gas. Oil and gas reserves cannot be measured exactly since estimation of reserves involves subjective judgment and arbitrary determinations. Therefore, all estimates are subject to periodic revision. Reserves, reserves volumes and reserves related information and disclosures are referred to as “unaudited” as a means of clarifying that this information is not covered by the audit opinion of the independent auditor that has audited and reported on the consolidated financial statements of the Group.

للسلام وطن

Contact Us

Kuwait
Administrative Shuwaikh
Area 4, Street 102, Building 9
P.O. Box 5291 Safat, 13053 Kuwait
Tel: +965 183 6000
Fax: +965 2495 1818
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
Fax: +61 8 9380 3999

Indonesia
KUFPEC Regional Ventures (Indonesia) Limited

Wisma GKBI, 15th Floor. Suite #1502
Jl. Jend. Sudirman No. 28,
Jakarta 10210, Indonesia
Tel: +62 21 5785 2784 (Hunting)
Fax: +62 61 5785 2785

Netherlands
KUFPEC Netherlands

Schenkkade 50, 2595 AR,
The Hague
Tel: +13 7031 52278
Tel: +13 7031 52279

Pakistan
KUFPEC Pakistan Holdings B.V.

3rd Floor, Ufone Tower,
Islamabad Pakistan
P.O. Box 2438, Islamabad, Pakistan
Tel: +92 51 849 4400
Fax: +92 51 848 4400

Egypt
KUFPEC Egypt Limited (KEL)

44 Palestine Street, 10th Floor
New Maadi, Cairo - 11435, Egypt, ARE
Tel: +20 2 2703 6272 - 2703 6275
Fax: +20 2 2703 6289

China
KUFPEC (China) Inc.

Unit E, 14/F, #1 Building
China Merchants Tower
No. 1166, Wanghai Road
Shekou, Nanshan District,
Shenzhen China
Tel: + 86 755 8827 9421

Norway
KUFPEC Norway AS

Ankerbygget, Kongsgaardbakken 1
N-4005 Stavanger
P.O.Box 207, N-4001 Stavanger, Norway
Tel: +47 51 21 22 20
Fax: +47 51 21 22 21

Malaysia
KUFPEC (Malaysia) Sdn. Bhd.

Level 32, Ilham Tower,
No. 8, Jalan Binjai,
50450 Kuala Lumpur, Malaysia
Tel: +60 3 2603 4001

Canada
KUFPEC Canada Inc.

Millennium Tower
440 2nd Avenue SW, Suite No. 700,
Calgary AB, Canada T2P 5E9
Tel: +1 587 349 2777
Fax: +1 587 349 2778

كوفبك

الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش. م. ك. م.
إحدى شركات مؤسسة البترول الكويتية

التقرير السنوي
2020
المرونة في الشدائد

> كان عام 2020 عاما استثنائيا حيث ألقت جائحة كورونا بظلالها على كافة نواحي الحياة وتسببت بخلق أزمة صحية واقتصادية لم يشهدها العالم منذ قرن من الزمان. وكانت هذه الأزمة بمثابة تحد أمام تنفيذ رسالة كوفبك التي تدعو إلى «تحقيق قيمة إضافية منوعة بكفاءة وبطريقة مسؤولة ومبتكرة لمؤسسة البترول الكويتية من خلال استكشاف وإنتاج النفط والغاز خارج دولة الكويت»، وقد تمكنت الشركة من المضي قدما في تنفيذ هذه الرسالة إضافة إلى نجاحها في تخطي كافة المصاعب.

نواف سعود الناصر الصباح
الرئيس التنفيذي بالوكالة

المحتويات

الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية
الخارجية ش.م.ك (مقفلة) وشركاتها التابعة
الشويخ الإدارية - منطقة 4 - شارع 102 - مبنى 9
ص.ب 5291 صفاة, 13053 الكويت
تلفون: 6000 183 965 +, فاكس: 1818 2495 965 +
البريد الإلكتروني: kufpec@kufpec.com

www.kufpec.com

60

للسلام وطن

صاحب السمو

الشيخ نواف الأحمد الجابر الصباح

أمير دولة الكويت

سمو

الشيخ مشعل الأحمد الجابر الصباح

ولي عهد دولة الكويت

منشأة بحرية - النرويج

مجلس الإدارة

السيد/ قاسم علي المجادي

رئيس مجلس الإدارة

السيد/ محمد راشد جاسم

نائب رئيس مجلس الإدارة

الشيخ نواف سعود الناصر الصباح

عضو مجلس الإدارة

السيد/ عبد العزيز مطلق العصيمي

عضو مجلس الإدارة

السيدة/ أريج يوسف البحر

عضو مجلس الإدارة

السيد/ محمد عبد الهادي الزعبي

عضو مجلس الإدارة

السيد/ محمود عبد الله أبل

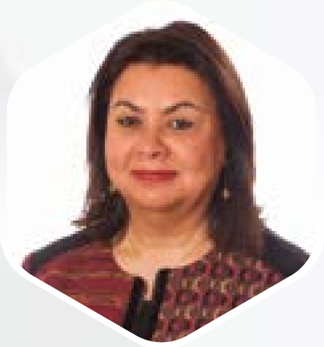
عضو مجلس الإدارة

الإدارة التنفيذية

الشيخ نواف سعود الصباح
الرئيس التنفيذي بالوكالة

سعيد الشاهين
نائب الرئيس التنفيذي للعمليات
نائب الرئيس التنفيذي للشؤون المالية والإدارية بالوكالة

عبد اللطيف احمد الحوطي
مدير إدارة الخدمات الشاملة



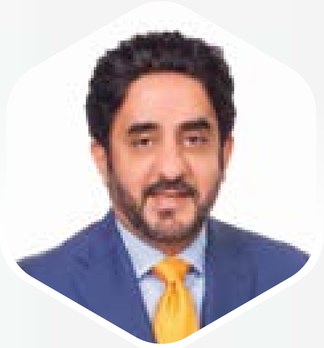
منى المطوع
مدير إدارة الموارد البشرية

عذاري الشراد
مدير الإدارة المالية للمشاريع
المشتركة

سعاد القحطاني
مدير الإدارة المالية العامة

عبد الله العفاسي
مدير إدارة التخطيط الشامل والتسويق

طارق إبراهيم
مدير إدارة التكنولوجيا



خالد الملا
مدير إدارة الاستكشاف

بدر المطر
مدير منطقة آسيا

محمد المراغي
مدير منطقة شمال أمريكا وأستراليا

نواف السالم
مدير منطقة أوروبا وأفريقيا

جابر الشطي
مدير إدارة ضمان الجودة

كلمة الرئيس التنفيذي بالوكالة

> لقد نهضت كوفبك لمواجهة هذا الوباء باتخاذ كافة الإجراءات الصحية الفعالة والمناسبة لحماية الأفراد والمجتمعات التي تعمل حولها

كان عام 2020 عاما استثنائيا حيث ألقت جائحة كورونا بظلالها على كافة نواحي الحياة وتسببت بخلق أزمة صحية واقتصادية لم يشهدها العالم منذ قرن من الزمان. وكانت هذه الأزمة بمثابة تحد أمام تنفيذ رسالة كوفبك التي تدعو إلى «تحقيق قيمة إضافية منوعة بكفاءة وبطريقة مسؤولة ومبتكرة لمؤسسة البترول الكويتية من خلال استكشاف وإنتاج النفط والغاز خارج دولة الكويت»، وقد تمكنت الشركة من المضي قدما في تنفيذ هذه الرسالة إضافة إلى نجاحها في تخطي كافة المصاعب.

لقد نهضت كوفبك لمواجهة هذا الوباء باتخاذ كافة الإجراءات الصحية الفعالة والمناسبة لحماية الأفراد والمجتمعات التي تعمل حولها. وقامت الشركة أيضا بتخفيض المصروفات التشغيلية بمعدل 20% وتخفيض المصروفات الرأسمالية بمعدل 59% مع المحافظة على مواصلة إنجازاتها الاستراتيجية. رغم تلك الصعوبات، نجحت كوفبك بإنهاء السنة بمعدل إنتاج بلغ 103,259 برميل نفط مكافئ في اليوم.

واصلت كوفبك خلال السنة تحقيق إنجازاتها المشهودة وأعلنت عن أكبر إنجاز استكشافي للغاز في تاريخ الشركة في قطاع (SK-410B) البحري في ماليزيا. وتمخضت نتائج اختبار إمكانيات البئر عن إنتاج مستقر بمعدل 50 مليون قدم مكعب في اليوم، كما أكدت النتائج وجود كميات وفيرة من الغاز قدرت بأكثر من ضعف التقديرات الأولية التي تم التوصل إليها عام 2019 حين قدرت بعدة مليارات من الأقدام المكعبة. وستستمر كوفبك بالعمل مع شركائها لمواصلة تقييم الحقل ومن ثم تطويره.

أما في أستراليا، فقد دخل مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال مرحلة التشغيل النهائية إضافة إلى تحقيق القدرة التقنية القصوى للإنتاج التي تبلغ 11.39 مليون طن متري سنويا. وقد ساهمت هذه الأعمال التطويرية وتحديث منشآت الإنتاج في زيادة إنتاج المشروع الذي تجاوز 40,000 برميل نفط مكافئ في اليوم.

كذلك حققت كوفبك أول إنتاج للنفط من البئر التقييمي (GNN-4) في امتياز جيسوم الواقع في خليج السويس في جمهورية مصر العربية. يعد البئر GNN-4 الأول من نوعه في البرنامج التقييمي الحالي للتكوينات الجيولوجية في رمال نخل، وتبين أنها تحتوي على قرابة 260 مليون برميل نفط وفقا للتقديرات الأولية إضافة إلى ضخ مستقر بمعدل 2,000 برميل نفط في اليوم. وفي مصر أيضا، وقعت كوفبك اتفاقية استكشاف وإنتاج مع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية في قطاع شمال راس كنايس البحري. ومن المتوقع أن تساهم الاكتشافات الجديدة وهذه الاتفاقية في تعزيز استراتيجية كوفبك الاستكشافية بشكل ملحوظ.

وفي كندا، أتمت كوفبك بنجاح المرحلة التطويرية الثانية والثالثة والرابعة في مشروع كيبوب دوفرني الغني بالغاز الصخري والمكثفات النفطية. اشتملت هذه المراحل التطويرية على حفر 29 بئرا وإتمام 34 بئرا وربط 34 بئرا في مرافق الإنتاج مما ساهم في تعزيز إنتاج المشروع ليتجاوز 17,000 برميل نفط مكافئ في اليوم. إضافة إلى ذلك، افتتحت كوفبك مصنع دوفرني (D3) لمعالجة الغاز الخام والتكسير والإسالة بطاقة إنتاجية تصل إلى 100 مليون قدم مكعب في اليوم.

لقد أنهت كوفبك عام 2020 بإيرادات تشغيلية إجمالية تجاوزت 1.1 مليار دولار، كما تجاوزت أرباح الشركة قبل الفوائد والضرائب والاستهلاك والإهلاك 570 مليون دولار.

شهدت كوفبك أداء متميزا وقويا خلال العام نتيجة التزام الشركة بقيمها خاصة التميز وروح الفريق والشراكة. علاوة على ذلك، واصل فريقنا التنفيذي متابعة أداء الشركة أثناء هذه الأزمات التي تمثل تحديا أمام أنشطتنا، وكانت الثقة التي منحنا إياها مجلس الإدارة أحد أهم الحوافز التي شجعتنا على مواصلة الجهود الحثيثة والتميز.

ختاما، وبالنيابة عن زملائي، لا يسعني إلا أن أعبر عن عظيم شكرنا وامتناننا لحضرة صاحب السمو أمير دولة الكويت الشيخ نواف الأحمد الجابر الصباح وسمو ولي العهد الشيخ مشعل الأحمد الجابر الصباح حفظهما الله ورعاهما على قيادتهما الحكيمة، متمنين لهما التوفيق والسداد للمضي في بلدنا الحبيب نحو المزيد من التميز والازدهار.

نواف سعود الناصر الصباح
الرئيس التنفيذي بالوكالة

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

مساهمة الاستثمار في الاستكشاف والإنتاج خارج دولة الكويت في زيادة الإيرادات لمؤسسة البترول الكويتية

القدرات

زيادة فرص تطوير وبناء قدرات عمليات الاستكشاف والإنتاج محليا وبناء القدرات للوصول إلى الممارسات المثلى لعمليات التشغيل

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

أن تكون كوفبك مشغلا وشريكا مفضلا موثوقا به، مركزا على الربحية ومرجعا في نقل التكنولوجيا، جاذبا للكفاءات، ومتميزين عالميا في الالتزام بمعايير الصحة والسلامة والأمن والبيئة.


KUFPEC

كوفبك ترسم قصة نجاح جديدة في الصحة والسلامة والبيئة

ساهم انتشار جائحة كورونا في خلق العديد من المخاطر التي اجتاحت كافة المجتمعات والأنشطة التجارية حول العالم، إضافة إلى تأثيرها المباشر على الأفراد والأسواق والاقتصاد العالمي. وقد قامت كوفبك ومكاتبها الخارجية باتخاذ عدد من التدابير والإجراءات المدروسة من الناحية الاستراتيجية والعملياتية والمالية والصحية لحماية موظفي الشركة وضمان استمرارية العمل على أكمل وجه.

لقد اعتمدت كوفبك خططا فعالة بناء على المخاطر الناجمة عن الجائحة لضمان التوازن في استمرارية الأعمال وتنفيذ الأهداف الموضوعة ومواصلة العمليات التطويرية. واعتمدت كوفبك أيضا عددا من الخطط والممارسات المثلى مثل العمل من المنزل وإجراءات العودة التدريجية إلى العمل في مكاتب الشركة.

وفي هذه الأثناء، قامت الشركة ببذل كافة الجهود الممكنة لضمان بيئة عمل صحية وآمنة لكافة الموظفين، وساهمت هذه الجهود في المحافظة على سير العمل وإدارة التحديات العملياتية والالتزام بتوجيهات الحكومة الكويتية والتقيد بتنفيذ الإجراءات الاحترازية إضافة إلى تقديم المحاضرات التدريبية والتوعوية.

لقد اكتسبت كوفبك، خلال هذه الأزمة التي لا زالت تعصف بالاقتصاد العالمي، المزيد من المعرفة والخبرات للتعامل مع هذه الظروف الاستثنائية، خصوصا أن هذه الظروف شدت من عزيمة كوفبك وإصرارها على مواجهة التحديات الحالية والمستقبلية. إن كوفبك فخورة بما قدمه موظفوها من جهود مخلصة لتعزيز الأنشطة وتمكين الشركة للخروج من هذه الأزمة أكثر قوة وأفضل أداء.


النرويج
المملكة المتحدة
هولندا
تونس
مصر
الكويت
باكستان
الصين
اليمن
موريتانيا
الفلبين
ماليزيا
إندونيسيا
أستراليا

خارطة أنشطة كوفبك

تتواجد كوفبك حاليا في 13 بلدا، وتتوزع أنشطتها ومحفظة أصولها التي تضم 44 مشروعا، ضمن ثلاث مناطق رئيسية في خمس قارات حيث تدار من قبل تسعة مكاتب إقليمية في كل من أستراليا وكندا والصين ومصر وإندونيسيا وماليزيا وهولندا والنرويج 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

منطقة شمال أمريكا وأستراليا
أستراليا، كندا

منطقة آسيا
باكستان، إندونيسيا، ماليزيا، الصين، الفلبين، اليمن

منطقة أوروبا وأفريقيا
النرويج، مصر، تونس، المملكة المتحدة، موريتانيا

منطقة شمال أمريكا وأستراليا

أستراليا – كندا

واصلت منطقة شمال أمريكا وأستراليا تحقيق المزيد من الإنجازات وزيادة إنتاجها في عام 2020. وقد تجاوز إنتاجها 50% من إجمالي إنتاج الشركة, حيث أتت معظم زيادة الإنتاج من مشروعي ويتستون في أستراليا وكيبوب في كندا. كما تضمنت الإنجازات تدشين مصنع معالجة الغاز (D3) في مشروع كيبوب.

بلغ إنتاج كوفبك من منطقة شمال أمريكا وأستراليا 59,776 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020, بالمقارنة مع 52,900 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

منشأة بحرية – أستراليا

أستراليا

مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال

كوفبك
13.4%

دخل مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال مرحلة التشغيل النهائية في عام 2020 لكلا المشروعين (حقول غاز جوليمار/ برونيلو وويتستون/إياجو)، إضافة إلى بلوغ القدرة التقنية القصوى للإنتاج بمعدل 11.39 مليون طن متري سنويا.

WA-49-L

كوفبك
35%

يقع قطاع (WA-49-L) البحري على بعد 200 كيلومتر عن منشآت ويتستون البرية ويعمل على تزويد المنشآت بغاز اللقيم. وقد تم الانتهاء من عمليات التنقيب للمرحلة التطويرية الثانية خلال العام، بينما سيستمر العمل في تركيب المعدات تحت سطح الماء خلال العام القادم.

أتمت كوفبك خلال العام معالجة البيانات الزلزالية رباعية الأبعاد وسيتم الاستفادة من هذه البيانات الزلزالية في دراسات مشابهة على مكامن الغاز في حقول غاز WA-49-L التي تنتج حاليا عبر منشآت ويتستون.

بلغ متوسط حصة كوفبك من إنتاج حقلWA-49-L ‏22,662 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال 2020، بالمقارنة مع 21,697 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال 2019.

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

كوفبك
8%

تضم القطاعات الإنتاجية (WA-46-L, 47-L, 48-L) حقول غاز ويتستون/إياجو التي تنتج عبر مشروع ويتستون للغاز الطبيعي المسال. خلال 2020، استمرت معالجة البيانات الزلزالية ودراسات التحليل النوعي، بينما ستبدأ المسوحات الزلزالية رباعية الأبعاد في 2021.

بلغ متوسط حصة كوفبك من الإنتاج 19,197 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال 2020، بالمقارنة مع 18,811 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال 2019.

موتينير / إكستير

كوفبك 37.5%

فليتشر

كوفبك 50%

فينوكين

كوفبك 37.5%

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

تم إيقاف الإنتاج نهائيا في عام 2018 مع بدء الترتيبات اللازمة للتخلي عن القطاع والتي تجري حاليا وفق المتطلبات التنظيمية.

WA-191-P

كوفبك
37.5%

أوصى شركاء المشروع بعدم التجديد لهذا الامتياز الاستكشافي الذي انتهى في يونيو 2020 لضعف التوقعات حول إمكانيات المشروع.

WA-483-P

كوفبك
40%

أوصى شركاء المشروع بعدم تجديد الامتياز الاستكشافي الذي انتهى في نوفمبر 2020 لضعف التوقعات حول إمكانيات المشروع.

WA-71-R

كوفبك
47.5%

استمرت الدراسات في المشروع لإنضاج خيارات التطوير المحتملة لحقل بونياب البحري للغاز خلال 2020.

WA-356-P

كوفبك
35%

تم تجديد الامتياز الاستكشافي البحري WA-356-P في مارس 2018 لمدة خمس سنين. تتضمن التزامات العمل معالجة نتائج المسوحات الزلزالية ثلاثية الأبعاد وكذلك الدراسات الجيولوجية والجيوفيزيائية خلال السنوات الثلاث الأولى، ويجري العمل الآن على تحليل البيانات الزلزالية.

WA-536-P

كوفبك
35%

استحوذت كوفبك على قطاع (WA-536-P) البحري في 2019، ولم تحدد أي التزامات عمل أولية للقطاع وعلى شركاء المشروع التأكد من جدوى القطاع قبل نهاية سنته الخامسة، ويجري العمل الآن على معالجة البيانات الزلزالية.

WA-538-P & WA-539-P

كوفبك مشغل
100%

تم منح هذا الامتياز البحري لكوفبك خلال عام 2019. يتضمن برنامج العمل الخاص بالامتياز معالجة البيانات الزلزالية والتحليل النوعي. ولا يزال العمل مستمرا فيما يتعلق بالدراسات الجيولوجية والجيوفيزيائية وكذلك دراسة وتحليل تشكل وتطور الطبقات الرسوبية.

كندا

كيبوب

كوفبك
30%

يعد مشروع كيبوب دوفرني للغاز الصخري في كندا المشروع غير التقليدي الوحيد للشركة، وقد واصلت كوفبك مشاركاتها في تنفيذ خطط العمل المعتمدة من قبل شركاء المشروع.

انتهت كوفبك خلال عام 2020 من حفر 29 بئرا وإتمام 34 بئرا وربط 34 بئرا في مرافق الإنتاج. منذ دخول كوفبك في المشروع حتى نهاية عام 2020، قامت بحفر 214 بئرا واستكمال 199 بئرا منها، وربط 190 بئرا بمرافق الإنتاج. خلال هذا العام، دشنت كوفبك أيضا مصنع معالجة وتقطير وإسالة الغاز الخام بطاقة استيعابية تصل إلى 100 مليون قدم مكعب في اليوم.

بلغ صافي إنتاج كوفبك 17,917 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 12,392 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

منشأة برية - كندا

منطقة آسيا

باكستان – إندونيسيا – ماليزيا – الصين – الفليبين – اليمن

حققت منطقة آسيا إنجازا استكشافيا غير مسبوق في تاريخ الشركة عبر البئر التقييمي الثاني (Lang Lebah-2) في قطاع SK-410B في ماليزيا, كما تابعت تنفيذ الأعمال التطويرية في عدد من المشاريع وحققت نتائج إيجابية في قطاع ناتونا البحري.

بلغ إنتاج كوفبك من منطقة آسيا خلال العام 24,944 برميل نفط مكافئ في اليوم بالمقارنة مع 28,340 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

منشأة بحرية - ماليزيا

باكستان

بت وبادرا

كوفبك
34%

يقع حقلا غاز بت وبادرا (Bhit and Badhra) البريان في سهل كيرثار ضمن الحوض الأدنى لنهر السند. وقد دخل حقل بت مرحلة التراجع الطبيعي وتم تنفيذ بعض الأعمال التطويرية للمحافظة على الإنتاج مثل تحسين الضغط من خلال المرحلة التطويرية الرابعة بالإضافة إلى تبديل وتحديث توربين الطاقة وإصلاح رأس البئر وتعزيز عمل الضواغط.

شهد الحقل نتائج إيجابية جديدة في آبار بادرا- 7 و بادرا - 14 نتيجة تنفيذ استراتيجية تحسين ضغط الآبار. وبدأ أيضا تنفيذ المرحلة التطويرية الرابعة في حقل بادرا خلال الربع الأخير من عام 2020.

بلغت حصة إنتاج كوفبك 6,442 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال هذا العام منها 3,213 من بت و 3,229 من بادرا، بالمقارنة مع 7,788 برميل نفط مكافئ في اليوم من كلا الحقلين في عام 2019.

قادربور

كوفبك
13.25%

يعد حقل قادربور البري للغاز ثاني أكبر حقل في باكستان، ولا يزال العمل مستمرا لتنظيم عمل المضخات وتحسين أداء الحقل. اشتمل برنامج العمل الخاص بالحقل على حفر وربط الآبار (QP 14ST, QP-62 and HRL-15). ولا يزال العمل كذلك مستمرا في البئر الاستكشافي (QP Deep X-A1).

بلغت حصة كوفبك الصافية من الإنتاج 3,785 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 4,721 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

كادانواري

كوفبك
15.79%

دخل إنتاج حقل كادانواري البري للغاز مرحلة التراجع الطبيعي، وقامت كوفبك باختبار البئر (K-16ST) بنجاح في الربع الأول من عام 2020، وربطه بمرافق الإنتاج وكذلك تدشين الإنتاج في فبراير 2020. وبدأ العمل في البئر التطويري الثاني خلال الربع الأخير من عام 2020، ومن المتوقع أن تبدأ عمليات الحفر في عام 2021.

بلغ متوسط حصة كوفبك الصافية من الإنتاج 572 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 1,162 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

زمزمة

كوفبك
9.375%

دخل حقل زمزمة البري للغاز مرحلة التراجع الطبيعي، ولم تكن هناك أنشطة مهمة في البئر باستثناء أعمال التحديث في منشآت معالجة الغاز.

بلغ متوسط حصة كوفبك الصافية من حقل زمزمة 245 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 350 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

بهاربور

كوفبك
60.07%

يقع قطاع بهاربور شمال باكستان. يتضمن برنامج الحد الأدنى من الأعمال الخاص بالقطاع إجراء مسوحات زلزالية ثنائية الأبعاد إضافة إلى حفر بئرين استكشافيين بعمق 3000 متر. وقد تم الانتهاء من معالجة بيانات المسوحات الزلزالية ثنائية الأبعاد لمساحة 1180 كيلومترا، وكذلك حفر أول بئر استكشافي (Paharpur-X1) ونتج عنه بئر جاف؛ لذا تم التخلي عن القطاع.

غرب بيلا

كوفبك
35%

يقع قطاع غرب بيلا البري غرب باكستان. قامت كوفبك بمبادلة قطاع بهاربور بحصة عاملة تبلغ 35% من قطاع غرب بيلا, وتم حفر أول بئر استكشافي في 2018 ولم تكن النتائج مشجعة ولا تزال الدراسات مستمرة حول جدوى القطاع.

سوخبور

كوفبك
25%

تم التخلي عن القطاع في نوفمبر 2018, لكن عملية التخلي لا زالت معلقة بانتظار موافقة المنظم النهائية.

ماخاد

كوفبك
82.5%

تم منح قطاع ماخاد لكوفبك كمشغل في مايو 2019 لمدة ثلاث سنين. تشتمل التزامات العمل على مسوحات زلزالية ثنائية الأبعاد أو ما يوازيها من المسوحات الزلزالية ثلاثية الأبعاد إضافة إلى حفر بئر استكشافي. وقد تم شراء ومعالجة مسوحات وبيانات زلزالية وجاري العمل كذلك للحصول على المزيد من البيانات.

زارجون

كوفبك
3.75%

تم حفر وإتمام البئر التطويري ZS-4 وكذلك تدشينه في 31 مارس 2020.

بلغ متوسط حصة كوفبك من إنتاج حقل جنوب زارجون 106 براميل نفط مكافئ في اليوم خلال 2020 بالمقارنة مع 85 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2019.

إندونيسيا

قطاع A بحر ناتونا

كوفبك
33.333%

يقع امتياز بحر ناتونا قطاع A في بحر ناتونا الإندونيسي قرب الحدود البحرية بين إندونيسيا وماليزيا وفيتنام. يعد القطاع أحد الموردين الرئيسيين للغاز في السوق السنغافوري, ويتكون من سبعة حقول (أنوا وكاجاه باروه وناقا وبيليكان وبيسون وإقوانا وكاجاه بوتري). بدأ الإنتاج من حقل أنوا منذ 1990 ثم كاجاه بارو عام 2011 وناقا وبيليكان عام 2014. تم الانتهاء من آخر الأعمال التطويرية في بيسون وإقوانا وكاجاه بوتري عام 2019. وفي عام 2020, تم تنفيذ أعمال تطويرية أخرى للمحافظة على الإنتاج وتعزيز إدارة المكامن.

بلغ متوسط حصة كوفبك الصافية من الإنتاج 9,865 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020, بالمقارنة مع 9,439 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

أنامباس

كوفبك
100%

يقع قطاع أنامباس في بحر ناتونا الإندونيسي قرب امتياز بحر ناتونا قطاع A. تم خلال عام 2019 حفر أربعة آبار استكشافية في القطاع والتي ثبت من خلالها وجود الغاز والمكثفات النفطية حيث قدرت بنحو 41.61 مليون برميل نفط مكافئ.

وفي عام 2020, تم الانتهاء من معالجة وتحليل البيانات الزلزالية وكذلك التحضير لحفر البئر المقرر ضمن التزامات العمل.

إيفندو

كوفبك
40%

استحوذت كوفبك خلال عام 2013 على 40% من شركة إيفندو التي تمتلك أصولا متنوعة في سبعة عقود مشاركة للإنتاج في مشاريع استخلاص غاز الميثان. وقد انتهت مدة ست منها وتنتهي مدة الأخير عام 2021 وتعمل كوفبك حاليا على التخارج من حصتها في هذه الشركة.

ماليزيا

PM-304

كوفبك
25%

ينتج هذا القطاع البحري المشترك النفط من حقول شندار وغرب ديسارو التي تبعد نحو 140 كيلومترا عن ساحل تيرينجانو في شبه الجزيرة الماليزية. تشمل عملية التطوير التي شرعت بها كوفبك في هذا القطاع وحدة الإنتاج البحرية المتنقلة في غرب ديسارو، ولا يزال المشروع التطويري في شرق شندار قيد التنفيذ ومن المتوقع أن يبدأ منه الإنتاج في الربع الثاني من عام 2021.

بلغ متوسط حصة كوفبك 2,243 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال السنة، بالمقارنة مع 2,796 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

SK-410B

كوفبك
42.5%

سينتج هذا القطاع البحري المشترك الغاز والمكثفات من حقل Lang Lebah، حيث تشمل عملية التطوير التي بدأت مؤخرا المجمع البحري لمنصة المعالجة المركزية ومنصة رأس البئر ومنصة غاز الشعلة. وسيتم بعد ذلك نقل الغاز المعالج والمكثفات إلى منصة رفع الغاز والمكثفات وتوجيهها نحو مصنع معالجة الغاز البري (OGP-2) في بنتولو.

في عام 2020، حققت كوفبك أكبر إنجاز استكشافي للغاز في تاريخ الشركة، حيث تم تأكيده عبر البئر التقييمي الثاني (Lang Lebah-2) في عقد مشاركة الإنتاج في قطاع (SK-410B)، في ماليزيا، الذي يبعد نحو 90 كيلومترا عن ساحل سيراواك. لقد شرعت كوفبك بحفر البئر الثاني بعد النتائج الإيجابية التي حققتها في البئر التقييمي الأول (Lang Lebah-1RDR2) خلال عام 2019 في نفس القطاع.

بعد الانتهاء من حفر البئر التقييمي الثاني بعمق 4320 مترا، تبين أن كثافة التكوينات المنتجة للغاز يبلغ نحو 600 متر، وتمخضت نتائج اختبار إمكانيات البئر عن إنتاج مستقر بمعدل 50 مليون قدم مكعب في اليوم. وكذلك أكدت النتائج تواجد كميات وفيرة من الغاز قدرت بأكثر من ضعف التقديرات الأولية التي تم التوصل إليها عام 2019 والتي قدرت بعدة مليارات من الأقدام المكعبة.

منشأة بحرية - الصين

SK-304

كوفبك
35%

يقع قطاع (SK-304) الاستكشافي البحري قبالة منطقة سيراواك. تتضمن التزامات العمل في عقد مشاركة الإنتاج (خلال مرحلة الاستكشاف) الحصول على 250 كيلومترا مربعا من المسوحات الزلزالية ثلاثية الأبعاد ومعالجتها وحفر بئر استكشافي واحد. ومن المتوقع حفر البئر الإلزامي الأول في الربع الأول من عام 2021.

الصين

حقل ياشينغ 1-13

كوفبك
30%

دخل إنتاج الحقل مرحلة التراجع الطبيعي، وكان تقليص تقدير الاحتياطيات من 2.69 مليون برميل إلى 1.35 مليون برميل نتيجة تراجع أداء الآبار الناتجة عن ارتفاع إنتاج المياه.

لقد تم ربط حقل دونجفانج (Dongfang 13-2) ، المملوك من قبل شركة كنوك، مع منصة حقل يانشنغ في يونيو 2020 لتعزيز نقل المكثفات النفطية عبر خط (YC-HN). وقد بدأ حقل دونجفانج (Dongfang 13-2) بتوصيل الغاز إلى (HK) في يناير 2020 مما ساهم في تعزيز قيمة يانشنغ. وتم أيضا ربط لنجشوي (Lingshui17-2) مع منشآت يانشنغ في سبتمبر 2020 مما سيساهم كما هو متوقع في زيادة الدخل من خلال التعريفة الجمركية.

بلغ متوسط حصة كوفبك من إنتاج حقل ياشينغ 1,234 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال السنة، بالمقارنة مع 1,495برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

قطاع 26-52

كوفبك
80%

تم التخلي عن القطاع في مايو 2020.

الفلبين

حقل جالوك SC14C

كوفبك
26.84%

باشرت كوفبك في إجراءات التخارج من حقل جالوك في سبتمبر 2020.

بلغ متوسط حصة كوفبك من إنتاج الحقل خلال هذا العام 452 برميل نفط مكافئ في اليوم، بالمقارنة مع 503 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

اليمن

قطاع جنه 5

كوفبك
20%

لم يكن هناك أنشطة نتيجة تدهور الأوضاع الأمنية في البلاد.

قطاع البركة 7

كوفبك
21.25%

لم يكن هناك أنشطة نتيجة تدهور الأوضاع الأمنية في البلاد.

منشأة بحرية – إندونيسيا

منطقة أوروبا وأفريقيا

النرويج – مصر – تونس – المملكة المتحدة – موريتانيا

استمرت منطقة أوروبا وأفريقيا بجهودها الاستكشافية الناجحة خلال السنة وحققت إنجازا مهما في امتياز جيسوم وغرب طويلة في مصر إضافة إلى التنفيذ المتميز والمحكم لخطة وقف التشغيل والإنتاج في حقل جيدا وبدء تنفيذ مشروع الطاقة الكهربائية من الساحل في النرويج.

استكملت كوفبك خلال العام حفر البئر (GNN-4) في مصر، وبدأ الإنتاج منه بمعدل 1,500 برميل نفط مكافئ في اليوم. أما في حقل جيدا في النرويج، فقد تواصلت الجهود الناجحة لوقف التشغيل والإنتاج وفق الخطط الموضوعة، بالإضافة الى دخول مشروع الطاقة الكهربائية من الساحل حيز التنفيذ في مشاريع سليبنر وجينا كروغ.

بلغ إنتاج كوفبك من منطقة أوروبا وأفريقيا 18,539 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 26,259 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

منشأة بحرية - النرويج

النرويج

جينا كروغ

كوفبك
30%

يقع حقل جينا كروغ للنفط والغاز شمال سليبنر الغربي. وقد تم وضع الخطط لتنفيذ حملة حفر آبار تطويرية في عام 2022، وكذلك إيجاد حلول جديدة فيما يتعلق بتصدير النفط الخام. وتم خلال هذا العام أيضا اعتماد مشروع إنتاج الطاقة الكهربائية من الساحل ودخوله حيز التنفيذ.

بلغ متوسط حصة كوفبك خلال هذا العام 9,736 برميل نفط مكافئ في اليوم، بالمقارنة مع 15,858 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

شرق وغرب سليبنر

شرق سليبنر
كوفبك 10%

غرب سليبنر
كوفبك 9.4112%

يقع حقلا شرق وغرب سليبنر للغاز والمكثفات النفطية وسط بحر الشمال. أتمت كوفبك خلال هذا العام المسوحات الزلزالية رباعية الأبعاد وشرعت بعد ذلك بمعالجة البيانات وفق الخطط الموضوعة ومن المتوقع الحصول على النتائج النهائية في يناير 2021. ولا يزال العمل مستمرا لوضع الخطط للشروع بحملة حفر لبعض الآبار التطويرية في عام 2021. إضافة إلى ذلك، تم اعتماد مشروع إنتاج الطاقة الكهربائية من الساحل ودخوله حيز التنفيذ.

بلغ متوسط حصة كوفبك خلال العام 5,771 برميل نفط مكافئ في اليوم، بالمقارنة مع 7,080 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

أوتغارد

كوفبك
6.2%

يقع حقل أوتغارد للغاز والمكثفات النفطية على بعد 21 كيلومترا غرب قطاع سليبنر الغربي. استمرت كوفبك وشركاؤها في المشروع بمواصلة الجهود للحفاظ على مستوى الإنتاج والتي اشتملت على تصليحات للآبار للتغلب على ارتفاع إنتاج المياه.

بلغ متوسط حصة كوفبك خلال هذا العام 1,375 برميل نفط مكافئ في اليوم، بالمقارنة مع 2,566 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019، بدءا من سبتمبر.

جيدا وتامبار إيست

جيدا
كوفبك % 5

تامبار إيست
كوفبك % 0.8

تم وقف الإنتاج في الربع الأول من 2020، وتم أيضا تأجيل عمليات التخلي وردم المشروع حتى نهاية 2020 نتيجة لانتشار وباء كورونا.

بلغ صافي إنتاج كوفبك 0 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 44 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

يمي

كوفبك
10%

تمت الموافقة على تطوير الحقل في مارس 2018، ولا يزال المشروع في مرحلة التنفيذ حيث كان للقيود التي فرضت بسبب انتشار وباء كورونا تأثيرا على عمليات المشروع، وقد تم إعادة جدولة بداية الإنتاج ومن المتوقع أن يبدأ في الربع الأخير من عام 2021.

إرين

كوفبك
21.8%

يقع قطاع إرين للغاز والمكثفات النفطية في المنطقة المجاورة لمشروع سليبنر وجينا كروغ على بعد تسع كيلومترات من قطاع جينا كروغ، و 35 كيلومترا عن قطاع سليبنر. تم الانتهاء من الدراسات الأولية في عام 2020، والتي أفادت بأن تطوير المشروع يعتمد على توفر القدرة المطلوبة للمعالجة وخطوط الأنابيب، ومن المتوقع أن يبدأ إنتاج المشروع في عام 2028.

PL 850

كوفبك
20%

تم التخلي عن القطاع في مايو 2020 بعد موافقة كافة أطراف المشروع.

مصر

جيسوم وغرب طويلة

كوفبك
40%

يقع مشروع جيسوم وغرب طويلة في خليج السويس حيث تتواصل فيه عمليات الإنتاج والتطوير والاستكشاف. وبناء على النتائج المشجعة في هذه المنطقة فقد اعتمد برنامج مستعجل للتقييم والتطوير، إضافة إلى حفر أول الآبار التقييمية بنجاح وهو ينتج حاليا بمعدل 1,500 برميل نفط مكافئ في اليوم.

بلغ صافي إنتاج كوفبك 1,020 برميل نفط في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 942 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

راس كنايس

كوفبك
36.36%

ينتج الحقل حاليا من بئر واحد، وقد دخل مرحلة متقدمة من التراجع الطبيعي.

بلغ صافي إنتاج كوفبك من هذا الحقل 136 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020، بالمقارنة مع 281 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

شمال راس كنايس البحري

كوفبك
25%

وقعت كوفبك اتفاقية استكشاف وإنتاج في قطاع شمال راس كنايس البحري الواقع في حوض هيرودوت في البحر الأبيض المتوسط. يمتد القطاع عبر مساحة شاسعة تبلغ نحو 4,550 كيلومترا مربعا، بينما يبعد عن الشاطئ من 5 إلى 150 كيلومترا في مياه يتراوح عمقها ما بين 50 و 3,200 متر. تضم التزامات العمل المقررة في هذا القطاع مسوحات زلزالية ثلاثية الأبعاد سيتم تنفيذها خلال السنوات الثلاث الأولى.

شمال البردويل

كوفبك
40%

تم التخلي عن القطاع، لكن عملية التخلي لا تزال معلقة بانتظار الموافقة النهائية.

تونس

سيدي الكيلاني

كوفبك
22.5%

استمرت جهود كوفبك بالتعاون مع الشركاء للمحافظة على إنتاج الحقل في عام 2020. وشرعت كوفبك خلال هذا العام أيضا بعملية التخارج من القطاع.

بلغ صافي إنتاج كوفبك 124 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال السنة، بالمقارنة مع 135 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

المملكة المتحدة

ألما وغالية

كوفبك
35%

دخل شركاء المشروع في مرحلة التخلي والردم حيث توقف الإنتاج في يونيو 2020 وتم فصله عن منصة التخزين والإنتاج والتفريغ العائمة التي أبحرت إلى ميناء Nigg في سبتمبر 2020. واستمرت أنشطة الردم والتخلي وفق الخطط الموضوعة.

بلغ صافي إنتاج كوفبك 377 برميل نفط مكافئ في اليوم خلال عام 2020, بالمقارنة مع 1,023 برميل نفط مكافئ في اليوم في عام 2019.

موريتانيا

شنجويتي EEA

كوفبك
10.23%

دخل المشروع مرحلة التخلي والردم, وتم تأجيل المرحلة الثانية من التخلي وردم الآبار التي بدأت في عام 2019 بسبب انتشار وباء كورونا خلال عام 2020. ستستأنف هذه الأعمال في عام 2021, وفق الخطط الموضوعة.

عقد مشاركة الإنتاج

منطقة A (Banda)
كوفبك 12.86%

عقد مشاركة الإنتاج

منطقة B (Tiof)
كوفبك 11.63%

دخل عقد مشاركة الإنتاج (منطقة A ومنطقة B) مرحلة التخلي والردم, حيث سيتم المباشرة في المرحلة الثانية من التخلي وردم الآبار بعد إتمام عمليات مماثلة في حقل شنجويتي.

منشأة بحرية – مصر

البيانات المالية المجمعة وتقرير مراقب الحسابات المستقل

المحتويات

تقرير مراقب الحسابات المستقل إلى السادة المساهمين

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

التقرير حول تدقيق البيانات المالية المجمعة

الرأي

برأينا أن البيانات المالية المجمعة تُظهر بصورة عادلة ومن كافة النواحي الجوهرية، المركز المالي المجمع للشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) («الشركة») وشركاتها التابعة («المجموعة») كما في 31 ديسمبر 2020 وأداءها المالي المجمع وتدفقاتها النقدية المجمعة للسنة المنتهية بذلك التاريخ وفقاً للمعايير الدولية للتقارير المالية.

قمنا بتدقيق ما يلي

تشمل البيانات المالية المجمعة للمجموعة ما يلي:

- بيان الدخل المجمع للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2020؛
- بيان الدخل الشامل المجمع للسنة المنتهية في ذلك التاريخ؛
- بيان المركز المالي المجمع كما في 31 ديسمبر 2020؛
- بيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع للسنة المنتهية في ذلك التاريخ؛
- بيان التدفقات النقدية المجمع للسنة المنتهية في ذلك التاريخ؛ و
- الإيضاحات حول البيانات المالية المجمعة، والتي تشمل السياسات المحاسبية الهامة والمعلومات التفسيرية الأخرى.

أساس الرأي

لقد أجرينا عملية التدقيق وفقاً لمعايير التدقيق الدولية. إن مسؤولياتنا بموجب هذه المعايير مبينة بمزيد من التفصيل في قسم مسؤوليات مراقب الحسابات عن تدقيق البيانات المالية المجمعة المدرج في التقرير.

ونعتقد أن أدلة التدقيق التي حصلنا عليها كافية وملائمة لتوفير أساسٍ لرأينا.

الاستقلالية

نحن مستقلون عن المجموعة وفقاً لقواعد السلوك الأخلاقي الدولي للمحاسبين المهنيين (بما في ذلك معايير الاستقلال الدولية) الصادرة عن مجلس معايير السلوك الأخلاقي الدولي للمحاسبين ومتطلبات السلوك الأخلاقي المتعلقة بعملية التدقيق التي قمنا بها للبيانات المالية المجمعة في دولة الكويت. وقد استوفينا مسؤولياتنا الأخلاقية الأخرى وفقاً لهذه المتطلبات وقواعد السلوك الأخلاقي للمحاسبين المهنيين.

معلومات أخرى

إن أعضاء مجلس الإدارة مسؤولون عن المعلومات الأخرى. تتكون المعلومات الأخرى من تقرير مجلس الإدارة و المعلومات التكميلية لاحتياطيات النفط والغاز (باستثناء البيانات المالية المجمعة وتقرير تدقيقنا عليها)، والذي حصلنا عليه قبل تاريخ هذا التقرير، والتقرير السنوي الكامل للمجموعة والذي نتوقع أن يتم إتاحته لنا بعد ذلك التاريخ.إن رأينا عن البيانات المالية المجمعة لا يغطي المعلومات الأخرى، ولا ولن نبدي أي استنتاج بأي شكل للتأكيد عليها.

وفيما يتعلق بتدقيقنا على البيانات المالية المجمعة، تقتصر مسؤوليتنا على قراءة المعلومات الأخرى المحددة سلفاً، وفي سبيل ذلك فإننا ننظر في ما إذا كانت المعلومات الأخرى تتعارض بصورة جوهرية مع البيانات المالية المجمعة أو مع المعلومات التي توصلنا إليها أثناء التدقيق، أو ما إذا كانت تبدو أنها تتضمن أخطاء جوهرية بصورة أو بأخرى.

تقرير مراقب الحسابات المستقل إلى السادة المساهمين

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

المعلومات الأخرى (تتمة)

إذا توصلنا - بناءً على العمل الذي نكون قد قمنا به على المعلومات الأخرى التي حصلنا عليها قبل تاريخ تقرير مدقق الحسابات - إلى وجود أخطاء جوهرية في هذه المعلومات الأخرى، فإننا ملزمون ببيان هذه الحقائق في تقريرنا. هذا وليس لدينا ما نسجله في هذا الخصوص.

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

مسؤوليات الإدارة والمسؤولين عن الحوكمة فيما يتعلق بالبيانات المالية المجمعة

إن الإدارة مسؤولة عن الإعداد والعرض العادل لهذه البيانات المالية المجمعة وفقاً للمعايير الدولية للتقارير المالية، ووفقاً لأحكام قانون الشركات رقم 1 لسنة 2016 ولائحته التنفيذية، وعن أنظمة الرقابة الداخلية التي تراها الإدارة ضرورية لتتمكن من إعداد بيانات مالية مجمعة خالية من الأخطاء الجوهرية، سواء كانت ناتجة عن احتيال أو خطأ.

وعند إعداد البيانات المالية المجمعة، فإن الإدارة تعد مسؤولة عن تقييم مدى قدرة المجموعة على الاستمرار في عملها التجاري والإفصاح - عند الضرورة - عن الأمور المتعلقة بهذه الاستمرارية، وكذا استخدام مبدأ الاستمرارية المحاسبي إلا إذا كانت الإدارة تعتزم تصفية المجموعة أو وقف أنشطتها أو لم يكن لديها أي بديل واقعي سوى القيام بذلك.

ويتولى المسؤولون عن الحوكمة مسؤولية الإشراف على عملية إعداد التقارير المالية للمجموعة.

مسؤولية مراقب الحسابات حول تدقيق البيانات المالية المجمعة

تتمثل أهدافنا في الحصول على تأكيد معقول عما إذا كانت البيانات المالية المجمعة ككل خالية من أي خطأ جوهري، سواء كان ناشئاً عن احتيال أو خطأ، وإصدار تقرير مراقب الحسابات الذي يتضمن رأينا. يمثل التأكيد المعقول مستوى عالٍ من التأكيد، ولكنه لا يعد ضماناً بأن التدقيق الذي يتم وفقاً للمعايير الدولية للتدقيق سوف يكشف دوماً عن أي خطأ جوهري في حال وجوده. وتنشأ الأخطاء من الاحتيال أو الخطأ، وتعتبر جوهرية إذا كانت منفردة أو مجتمعة تؤثر بشكل معقول على القرارات الاقتصادية التي يتخذها المستخدمون بناءً على هذه البيانات المالية المجمعة.

كجزء من عملية التدقيق ووفقا للمعايير الدولية للتدقيق، فإننا نمارس الأحكام المهنية ونتبع الشك المهني خلال عملية التدقيق. كما أننا نلتزم بما يلي :

- تحديد وتقييم مخاطر الأخطاء الجوهرية للبيانات المالية المجمعة، الناشئة سواء من الاحتيال أو الخطأ، وتصميم وتنفيذ إجراءات التدقيق المناسبة لتلك المخاطر، والحصول على أدلة تدقيق كافية وملائمة لتوفير أساسٍ لرأينا. إن خطر عدم اكتشاف أي خطأ جوهري ناشئ عن الاحتيال يعتبر أعلى من ذلك الذي ينشأ عن الأخطاء، نظراً لأن الاحتيال قد ينطوي على التواطؤ أو حذف متعمد أو تحريف أو تجاوز للرقابة الداخلية.
- الحصول على فهم للرقابة الداخلية ذات العلاقة بعملية التدقيق بغرض تصميم إجراءات التدقيق التي تعتبر مناسبة وفقا للظروف، وليس لغرض إبداء الرأي عن فاعلية أنظمة الرقابة الداخلية للمجموعة.
- تقييم مدى ملاءمة السياسات المحاسبية المطبقة ومدى معقولية التقديرات المحاسبية والإفصاحات ذات العلاقة التي قامت بها الإدارة.

مسؤوليات مراقب الحسابات حول تدقيق البيانات المالية المجمعة (تتمة)

- معرفة مدى ملاءمة استخدام الإدارة لمبدأ الاستمرارية المحاسبي، واستناداً إلى أدلة التدقيق التي يتم الحصول عليها تحديد ما إذا كان هناك عدم يقين مادي يتعلق بأحداث أو ظروف يمكن أن تثير شكوكاً كبيرة حول قدرة المجموعة على الاستمرار كمنشأة عاملة. وإذا توصلنا إلى وجود عدم يقين مادي، فإننا مطالبون بلفت الانتباه في تقرير مدقق الحسابات إلى الإفصاحات ذات الصلة في البيانات المالية المجمعة، أو تعديل رأينا إذا كانت تلك الإفصاحات غير كافية. إن الاستنتاجات التي نتوصل لها تتوقف على أدلة التدقيق التي يتم الحصول عليها حتى تاريخ تقرير مدقق الحسابات. ومع ذلك، فإن الأحداث أو الظروف المستقبلية قد تدفع المجموعة إلى التوقف عن الاستمرار كمنشأة عاملة.
- تقييم العرض الشامل للبيانات المالية المجمعة ونسقها ومحتوياتها، بما في ذلك الإفصاحات، وتحديد ما إذا كانت البيانات المالية المجمعة تمثل المعاملات والأحداث ذات العلاقة على النحو الذي يضمن العرض العادل.
- الحصول على أدلة تدقيق كافية ومناسبة فيما يتعلق بالمعلومات المالية للكيانات أو الأنشطة التجارية داخل المجموعة لإبداء رأي حول البيانات المالية المجمعة. كما أننا مسؤولون عن توجيه أعمال التدقيق على المجموعة والإشراف عليها وأدائها، ونظل مسؤولين دون غيرنا عن رأينا حول التدقيق.

نقوم بالتواصل مع المسؤولين عن الحوكمة فيما يتعلق، من بين أمور أخرى، بنطاق وتوقيت التدقيق الذي تم التخطيط له واكتشافات التدقيق الجوهرية، بما في ذلك أي قصور جوهري في الرقابة الداخلية التي قمنا بتحديدها خلال أعمال التدقيق.

تقرير حول المتطلبات القانونية والتنظيمية الأخرى

برأينا أيضاً أن الشركة تحتفظ بدفاتر محاسبية منتظمة وأن البيانات المالية المجمعة بالإضافة إلى محتويات تقرير مجلس الإدارة المتعلق بهذه البيانات المالية المجمعة والمعلومات التكميلية لاحتياطيات النفط والغاز المتعلقة بهذه البيانات المالية الموحدة متفقة مع ما ورد في دفاتر الشركة. وأننا قد حصلنا على كافة المعلومات والإيضاحات التي رأيناها ضرورية لأداء مهمتنا وأن البيانات المالية المجمعة تتضمن كل ما نص عليه قانون الشركات رقم 1 لسنة 2016 والتعديلات اللاحقة له واللوائح التنفيذية وعقد ونظام تأسيس الشركة وأنّ الجرد قد أجري وفقاً للأصول المرعية، وأنه في حدود المعلومات التي توفرت لدينا واعتقادنا لم تقع مخالفات لقانون الشركات رقم 1 لسنة 2016 ولائحته التنفيذية أو لعقد ونظام تأسيس الشركة خلال السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2020 على وجه يؤثر جوهرياً في نشاط المجموعة أو في مركزها المالي المجمع.

خالد إبراهيم الشطي

سجل مراقبي الحسابات رقم 175 فئة أ

برايس وترهاوس كوبرز (الشطي وشركاه)
29 أبريل 2021

الكويت

بيان الدخل المجمع

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

		السنة المنتهية في 13 ديسمبر	
	الإيضاح	2020	2019
إيرادات من عقود مع عملاء	6	**340,369**	518,120
تكلفة العمليات	7	**(332,252)**	(369,457)
صافي خسائر الانخفاض في قيمة ممتلكات النفط والغاز	8	**(50,437)**	(4,877)
مجمل (الخسارة)/ الربح		**(42,320)**	143,786
تكاليف الاستكشاف		**(23,166)**	(14,206)
مصروفات عمومية وإدارية	9	**(13,532)**	(14,718)
صافي خسائر الانخفاض في قيمة الموجودات المالية	18	**(934)**	(4)
إيرادات أخرى - بالصافي	10	**6,471**	3,852
(الخسارة)/ الربح التشغيلي		**(73,481)**	118,710
إيرادات تمويلية		**4,092**	9,836
تكاليف تمويلية	11	**(15,062)**	(26,061)
(الخسارة)/الربح قبل ضريبة الدخل ومكافأة أعضاء مجلس للإدارة		**(84,451)**	102,485
عكس مخصص/(مصروفات) ضريبة الدخل	12	**36,941**	(64,166)
مكافأة أعضاء مجلس الإدارة		**(74)**	(70)
(خسارة)/ربح السنة		**(47,584)**	38,249

إن الإيضاحات على الصفحات من 41 إلى 84 تمثل جزءاً لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

بيان الدخل الشامل المجمع

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	السنة المنتهية في 13 ديسمبر	
	2020	2019
(خسارة)/ربح السنة	**(47,584)**	**38,249**
الأرباح / (الخسائر) الشاملة الأخرى		
فروق تحويل ناتجة عن تحويل العمليات الأجنبية	1,149	(633)
الدخل الشامل الآخر/ (الخسارة) للسنة	1,149	(633)
إجمالي (الخسائر) / الأرباح الشاملة للسنة	**(46,435)**	**37,616**

إن الإيضاحات على الصفحات من 41 إلى 84 تمثل جزءاً لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

بيان المركز المالي المجمع

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

		كما في 13 ديسمبر	
	الإيضاح	2020	2019
الموجودات			
موجودات غير متداولة			
ممتلكات ومنشآت ومعدات	13	**2,131,022**	2,215,418
موجودات الاستكشاف والتقييم	14	**357,617**	368,880
موجودات الضريبة المؤجلة	15	**69,794**	115,782
موجودات حق الاستخدام	16	**4,047**	4,311
		2,562,480	2,704,391
موجودات متداولة			
مخزون	17	**36,763**	38,968
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى	18	**159,598**	155,104
نقد ونقد معادل	20	**218,524**	201,849
		414,885	395,921
إجمالي الموجودات		**2,977,365**	3,100,312
حقوق الملكية والمطلوبات			
حقوق الملكية			
رأس المال	21	**1,200,000**	1,200,000
احتياطي قانوني	21	**61,971**	61,971
احتياطي اختياري	21	**61,971**	61,971
احتياطي تحويل عملات أجنبية		**(262,694)**	(263,843)
خسائر متراكمة		**(500,553)**	(452,969)
صافي حقوق الملكية		**560,695**	607,130
المطلوبات			
مطلوبات غير متداولة			
قروض	24	**190,646**	285,733
مطلوبات الإيجار	16	**3,724**	3,659
مطلوبات الضريبة المؤجلة	15	**7,643**	62,017
مكافآت نهاية الخدمة للموظفين	23	**18,721**	17,000
مخصص الإزالة	22	**269,341**	241,482
		490,075	609,891
مطلوبات متداولة			
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى	25	**72,855**	79,913
الجزء المتداول من القروض	24	**95,323**	47,622
الجزء المتداول من مطلوبات الإيجار	16	**820**	856
مطلوبات ضريبية		**9,063**	7,382
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية	19	**1,736,388**	1,736,388
الجزء المتداول من مخصص الإزالة	22	**12,146**	11,130
		1,926,595	1,883,291
إجمالي المطلوبات		**2,416,670**	2,493,182
إجمالي حقوق الملكية والمطلوبات		**2,977,365**	3,100,312

قاسم المجادي

رئيس مجلس الإدارة

وليد علي آل بن علي

نائب الرئيس التنفيذي للشئون المالية والإدارية (بالوكالة)

بيان التغيرات في حقوق الملكية المجمع

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

	رأس المال	احتياطي قانوني	احتياطي اختياري	احتياطي تحويل عملات أجنبية	خسائر متراكمة	الإجمالي
في 1 يناير 2020	1,200,000	61,971	61,971	(263,843)	(452,969)	607,130
خسارة السنة	-	-	-	-	(47,584)	(47,584)
الدخل الشامل الآخر	-	-	-	1,149	-	1,149
إجمالي الخسارة الشاملة للسنة	-	-	-	1,149	(47,584)	(46,435)
الرصيد في 31 ديسمبر 2020	**1,200,000**	**61,971**	**61,971**	**(262,694)**	**(500,553)**	**560,695**
في 1 يناير 2019	1,200,000	61,971	61,971	(263,210)	(491,218)	569,514
ربح السنة	-	-	-	-	38,249	38,249
الخسارة الشاملة الأخرى	-	-	-	(633)	-	(633)
إجمالي الدخل الشامل للسنة	-	-	-	(633)	38,249	37,616
الرصيد في 31 ديسمبر 2019	**1,200,000**	**61,971**	**61,971**	**(263,843)**	**(452,969)**	**607,130**

إن الإيضاحات على الصفحات من 41 إلى 84 تمثل جزءاً لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

بيان التدفقات النقدية المجمع

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

		السنة المنتهية في 31 ديسمبر	
	الإيضاح	2020	2019
تدفقات نقدية من أنشطة العمليات			
(الخسارة) / الربح قبل الضريبة		**(84,525)**	102,415
تسويات لـــ:			
استهلاك ونفاذ وإطفاء	13	**200,239**	204,329
استهلاك موجودات حق الاستخدام	16	**659**	659
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	14	**20,851**	9,073
صافي خسائر الانخفاض في قيمة ممتلكات النفط والغاز	8	**50,437**	4,877
صافي مخصص مخزون بطيء الحركة	17	**908**	1,493
إيرادات تمويلية		**(4,092)**	(9,836)
خسارة من بيع موجودات		**656**	-
تكاليف تمويلية	11	**15,062**	26,061
صافي خسائر الانخفاض في قيمة الموجودات المالية	18	**934**	4
مخصص مكافآت نهاية الخدمة للموظفين	23	**2,948**	2,153
		204,077	341,228
التغيرات في رأس المال العامل:			
مدينون تجاريون وأرصدة مدينة أخرى		**(5,429)**	(10,471)
مخزون		**1,259**	13,726
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى		**(8,286)**	6,861
صافي النقد الناتج من العمليات		**191,621**	351,344
ضريبة دخل مدفوعة		**30,736**	(19,595)
مكافآت نهاية الخدمة المدفوعة للموظفين	23	**(1,175)**	(1,591)
مكافأة مدفوعة لأعضاء مجلس الإدارة		**(70)**	(53)
صافي النقد الناتج من أنشطة تشغيلية		**221,112**	330,105
تدفقات نقدية من الأنشطة الاستثمارية			
صافي المصروفات لممتلكات ومنشآت ومعدات		**(127,507)**	(154,973)
إيرادات فوائد مقبوضة		**4,092**	9,836
مصروفات على موجودات استكشاف وتقييم	14	**(17,780)**	(22,844)
دفع تكاليف الإزالة	22	**(8,279)**	(3,387)
متحصلات من استبعاد موجودات/ مطلوبات محتفظ بها للبيع		**704**	4
دفعات مطلوبات مؤجلة عند الاستحواذ		**-**	(15,168)
صافي التدفقات النقدية المستخدمة في الأنشطة الاستثمارية		**(148,770)**	(186,532)
التدفقات النقدية من الأنشطة التمويلية			
سداد قروض	24	**(47,661)**	(216,679)
سداد مطلوبات الإيجار الأساسية		**(363)**	(596)
تكاليف التمويل المدفوعة		**(4,166)**	(13,803)
صافي الحركة في المبالغ المستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية		**-**	(67,273)
صافي التدفقات النقدية المستخدمة في الأنشطة التمويلية		**(52,190)**	(298,351)
فروق تحويل ناتجة عن تحويل العملات الأجنبية		**(3,477)**	704
صافي الزيادة/ (النقص) في النقد والنقد المعادل		**16,675**	(154,074)
النقد والنقد المعادل في بداية السنة		**201,849**	355,923
النقد والنقد المعادل في نهاية السنة	20	**218,524**	201,849

إن الإيضاحات على الصفحات من 41 إلى 84 تمثل جزءاً لا يتجزأ من هذه البيانات المالية المجمعة.

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

1 التأسيس والأنشطة

إن الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية ش.م.ك. (مقفلة) («الشركة») 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 إليها معاً بـ «المجموعة») في مجال الاستكشافات وتطوير النفط والغاز خارج دولة الكويت. يعرض الإيضاح رقم 19 معلومات حول العلاقات مع الطرف الآخر ذي العلاقة للشركة.

انعقدت الجمعية العمومية السنوية للمساهمين للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2019 بتاريخ 7 يونيو 2020 وقامت باعتماد البيانات المالية المجمعة للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2019.

تم اعتماد إصدار هذه البيانات المالية المجمعة من قبل مجلس الإدارة بتاريخ 27 ابريل 2021. ويحق للجمعية العمومية السنوية تعديل هذه البيانات المالية المجمعة بعد إصدارها.

أعلنت منظمة الصحة العالمية في 11 مارس 2020 عن حالة طوارئ بسبب كوفيد-19 باعتباره يمثل جائحة عالمية. وبشكل عام، أدى الانتشار السريع لكوفيد-19 على نطاق دولي إلى أزمة غير مسبوقة في مجال الرعاية الصحية والاجتماعية والاقتصادية أثرت على الأفراد والبلدان والشركات على حد سواء. سببت الجائحة أزمة تسعير غير مسبوقة في قطاع النفط والغاز. بلغ متوسط سعر برنت 42 دولارًا للبرميل في سنة 2020 بأسرها، مقارنة بمبلغ 64 دولارًا في سنة 2019. وبالمثل، بلغ متوسط سعر خام غرب تكساس الوسيط 39 دولارًا للبرميل لسنة 2020، مقابل 57 دولارًا في سنة 2019. انخفضت أسعار النفط الخام بشكل رئيسي في نهاية الربع الأول وحتى الربع الثاني من سنة 2020 بسبب فائض العرض حيث انخفض الطلب بعد قيود السفر التي فرضتها الحكومة وغيرها من القيود على النشاط الاقتصادي.

في النصف الثاني من عام 2020، تحسن ميزان العرض / الطلب تدريجيًا، مدعومًا بتخفيضات إنتاج أوبك + ، وانتعاش متواضع في الطلب وتفاؤل بطرح اللقاح بنجاح. بالنسبة للغاز الطبيعي / الغاز الطبيعي الاسيوي المسال(سبوت)، كان الوضع مشابهًا، بعد أن وصلت إلى مستويات قياسية في الانخفاض في صيف 2020، ارتفعت أسعار الغاز الطبيعي الاسيوي المسال (سبوت) خلال شتاء 2020/21، متجاوزة مستويات تكافؤ النفط وتسبب في ارتفاع متزامن لسعر الغاز في المملكة المتحدة.

بالنسبة لسنة 2020، قامت الإدارة بتقييم التأثير المحتمل للجائحة على المجموعة، على أساس المصدر الداخلي والخارجي للمعلومات ولا تتوقع أي تأثير كبير على استمرارية العمليات، والعمر الإنتاجي للممتلكات والآلات والمعدات وإمكانية استرداد الموجودات والمدينين التجاريين والمخزون وما إلى ذلك والمركز المالي للمجموعة. وبالتالي، لا يتوقع أي تأثير على قدرة المجموعة على الاستمرار في أعمالها والوفاء بالتزاماتها.

بالنظر إلى التأثير المحتمل لأسعار النفط والغاز المتقلبة في سنة 2020، على إمكانية استرداد وحدات توليد النقد، فقد نظرت المجموعة في ظروف العمل لإجراء تقييم لتداعيات الجائحة وأسعار النفط والغاز المستقبلية والإنتاج والاحتياطيات على أساس المعلومات الداخلية والخارجية ومؤشرات الظروف الاقتصادية المستقبلية. وبناءً على التقييم، سجلت المجموعة مخصص انخفاض في القيمة إلى الحد الذي تتجاوز فيه القيمة الدفترية القيمة المستخدمة.

مستقبلا، ستعتمد سرعة وحجم تعافي أسعار النفط والطلب على وتيرة حصول أعداد كبيرة من السكان حول العالم على اللقاحات. ومع ذلك، تقدر الشركة أن إعادة التوازن في سوق الطاقة كان ولا يزال يتقدم بشكل جيد، مع تقدمنا في عام 2021، ودعم الامتثال القوي المستمر لأوبك +، انتعاش في الناتج المحلي الإجمالي الصيني يفوق التقديرات الحالية والتحفيز المالي والنقدي العالمي الكبير.

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

2 مفاهيم محاسبية أساسية

خلال السنة، تكبدت المجموعة خسارة بمبلغ 47,584 دينار كويتي (2019: ربح محقق بمبلغ 38,249 دينار كويتي)، وكما في تاريخ التقرير، كان لدى المجموعة خسائر متراكمة بمبلغ 500,553 دينار كويتي (31 ديسمبر 2019: 452,969 دينار كويتي). كما في تاريخ التقرير تجاوزت المطلوبات المتداولة الموجودات المتداولة للمجموعة بمبلغ 1,511,710 دينار كويتي (31 ديسمبر 2019: 1,487,370 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.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة

إن السياسات المحاسبية الرئيسية المطبقة في إعداد هذه البيانات المالية المجمعة ملخصة أدناه. لقد تم تطبيق هذه السياسات بشكلٍ ثابت على كافة السنوات المعروضة ما لم يُذكر خلافاً لذلك.

3.1 أساس الإعداد

(i)الالتزام بالمعايير الدولية للتقارير المالية

تم إعداد البيانات المالية المجمعة للمجموعة وفقاً للمعايير الدولية للتقارير المالية والتفسيرات الصادرة من لجنة تفسيرات المعايير الدولية للتقارير المالية واجبة التطبيق على الشركات التي ترفع تقاريرها وفقاً لتلك المعايير. وتلتزم البيانات المالية المجمعة بالمعايير الدولية للتقارير المالية الصادرة عن مجلس المعايير المحاسبية الدولية.

إن إعداد البيانات المالية المجمعة وفقاً للمعايير الدولية للتقارير 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 من خلال الإيضاح رقم 5.

(ii)مبدأ التكلفة التاريخية

تم إعداد البيانات المالية المجمعة وفقاً لأساس التكلفة التاريخية.

(iii)المعايير الجديدة والمعدلة المطبقة من قبل المجموعة

طبقت المجموعة المعايير والتعديلات التالية لأول مرة على فترات تقاريرها السنوية اعتباراً من 1 يناير 2020:

- تعريف الأهمية النسبية - تعديلات على معيار المحاسبة الدولي رقم 1 ومعيار المحاسبة الدولي رقم 8
- تعريف الأعمال - تعديلات على المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 3
- إصلاح أسعار الفائدة المقارنة - تعديلات على المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 ومعيار المحاسبة الدولي رقم 39 والمعيار الدولي للتقارير المالية رقم 7

الإطار المفاهيمي للتقرير المالي المعدّل

اختارت الشركة أيضا اعتماد التعديلات التالية في وقت مبكر:

- التحسينات السنوية على المعايير الدولية للتقارير المالية دورة 2018-2020

التعديلات المذكورة أعلاه لم يكن لها أي تأثير على المبالغ المدرجة في فترات سابقة، وليس من المتوقع أن تؤثر بشكل كبير على الفترات الحالية أو المستقبلية.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.1 أساس الإعداد (تتمة)

المعايير والتفسيرات الجديدة غير المطبقة بعد من قبل المجموعة:

تم نشر عدد من المعايير المحاسبية والتفسيرات الجديدة غير الإلزامية لفترات إعداد التقارير في 31 ديسمبر 2020 ولم يتم تطبيقها من قبل المجموعة بصورة مبكرة. وليس من المتوقع أن يكون لهذه المعايير تأثير جوهري على المجموعة في فترات التقرير الحالية أو المستقبلية وعلى المعاملات المستقبلية المتوقعة.

3.2 مبادئ التجميع ومحاسبة حقوق الملكية

أ- الشركات التابعة

الشركات التابعة هي كافة المنشآت التي يكون للمجموعة السيطرة عليها (بما في ذلك الكيانات المنظمة). 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, وبيان التغيرات في حقوق الملكية وبيان المركز المالي على التوالي.

ب - طريقة حقوق الملكية

بموجب طريقة حقوق الملكية المحاسبية, يتم الاعتراف بالاستثمارات في البداية 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.

ت -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 27.

مشاريع مشتركة

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

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.2 مبادئ التوحيد ومحاسبة حقوق الملكية (تتمة)

ث - 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.

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.

ج - 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.

3.3 اندماج الأعمال

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 أي ترتيبات طارئة؛ و
- القيمة العادلة لأي حصة مملوكة قبل الاستحواذ من حصص حقوق الملكية في الشركة التابعة.

يتم مبدئياً قياس الموجودات المحددة المستحوذ عليها وكذلك المطلوبات والمطلوبات المحتملة المحمّلة عن اندماج الأعمال، باستثناء بعض الحالات المحدودة، بقيمها العادلة بتاريخ الاستحواذ. تعترف المجموعة، على أساس كل عملية استحواذ على حدة، بأي حصة غير مسيطرة في الشركة المستحوذ عليها إما بالقيمة العادلة أو بالحصة المتناسبة للحصة غير المسيطرة من صافي الموجودات المحددة في الشركة المستحوذ عليها. وتدرج التكاليف المتعلقة بالاستحواذ في المصروفات 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 في المستقبل 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. ويُعاد قياس المبالغ المصنفة كمطلوبات مالية بالقيمة العادلة مع الاعتراف بالتغير في بيان الدخل المجمع.

في حال تم إجراء اندماج الأعمال على مراحل، فإن القيمة الدفترية بتاريخ الاستحواذ للحصص 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.

3.4 تحويل العملات الأجنبية

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.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.4 تحويل العملات الأجنبية (تتمة)

ب - معاملات وأرصدة

يتم تحويل المعاملات الناشئة بالعملات 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 بعملات 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.

ج - شركات المجموعة

إن النتائج والمركز المالي للعمليات الخارجية (و التي لا يوجد في أي منها عملة اقتصاد شديد التضخم) 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.
- 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.

3.5 مصروفات استكشاف وتقييم النفط والغاز الطبيعي

تتم المحاسبة عن مصروفات استكشاف وتقييم وتطوير النفط والغاز الطبيعي 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.

3.5 مصروفات استكشاف وتقييم النفط والغاز الطبيعي (تتمة)

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 حال اكتشاف مواد هيدروكربونية يمكن استخراجها، ويرجح إمكانية تطويرها تجاريًا في حال 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 لتحديد حجم الاحتياطي ومواصفاته وإمكاناته التجارية بعد الاكتشاف المبدئي للهيدروكربونات يتم رسملتها مبدأيا 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.

3.6 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».

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.6 ممتلكات النفط والغاز وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

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.

موجودات الإنتاج وبنود الممتلكات والمنشآت والمعدات الأخرى

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 الإزالة وبالنسبة للموجودات المؤهلة (حيثما ينطبق ذلك) 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.

تكاليف الازالة

يتم احتساب مخصص الازالة على أساس صافي القيمة الحالية لحصة المجموعة من التكاليف المستقبلية المقدّرة للإزالة 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 الإزالة- 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 الإزالة ، 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 الإزالة القيمة الممكن استردادها، يتم تحميل جزء الزيادة مباشرة على بيان الدخل المجمع.

3.6 ممتلكات النفط والغاز وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

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 الإنتاج - خارج مرحلة الاستكشاف والتقييم

عند المحاسبة عن ترتيبات المشاركة في 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.

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 الاسمية 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.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.6 ممتلكات النفط والغاز وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

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.

3.6 ممتلكات النفط والغاز وممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (تتمة)

بالنسبة لوحدات توليد النقد باستثناء الشهرة, يتم إجراء تقييم في كل تاريخ تقرير لتحديد ما إذا كان هناك أي مؤشر على أن خسائر الانخفاض في القيمة المسجلة سابقًا قد لا تعد موجودة أو أنها قد تعرضت للانخفاض. فإذا وجد مثل هذا المؤشر, تقدّر المجموعة القيمة القابلة للاسترداد للأصل أو وحدة توليد النقد. ولا يتم عكس خسارة انخفاض القيمة المسجلة سابقا إلا إذا كان هناك تغيير في الافتراضات المستخدمة لتحديد القيمة القابلة للاسترداد لوحدة توليد النقد منذ تسجيل آخر خسارة انخفاض في القيمة. إن هذا العكس محدود بحيث أن القيمة الدفترية لوحدة توليد النقد لا تتجاوز قيمتها القابلة للاسترداد ولا تتجاوز القيمة الدفترية التي كان سيتم تحديدها, بعد خصم الاستهلاك, فيما لو لم تدرّج أي خسارة انخفاض في قيمة وحدة توليد النقد خلال السنوات السابقة. ويسجَّل هذا العكس في بيان الدخل المجمع ما لم يكن الأصل مدرجا بالقيمة الناتجة عن إعادة التقييم, وفي هذه الحالة يعامَل هذا العكس باعتباره زيادة ناتجة عن إعادة التقييم ويتم الاعتراف به من خلال بيان الدخل المجمع.

3.7 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 عكس لانخفاض القيمة في كل تاريخ رفع تقارير.

3.8 الموجودات المالية

3.8.1 التصنيف

تقوم المجموعة بتصنيف موجوداتها المالية كموجودات مقاسة بالتكلفة المطفأة.

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

3.8.2 الاعتراف وإلغاء 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.

3.8.3 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 على نموذج أعمال المجموعة لإدارة الأصل وخصائص التدفقات النقدية للأصل.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.8 الموجودات المالية (تتمة)

3.8.3 القياس (تتمة)

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 «المدينين التجاريين والأرصدة المدينة الأخرى» و«النقد والنقد المعادل».

3.8.4 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. انظر الإيضاح 1-4 (ب)(2) لمزيد من التفاصيل.

3.9 المدينون التجاريون والأرصدة المدينة الأخرى

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.

3.10 النقد والنقد المعادل

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 غير المتاح للاستخدام من قبل المجموعة ولذلك فلا يعتبر عالي السيولة (أي النقد الذي يتم تجنيبه لتغطية التزامات الإزالة).

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.

3.11 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.

3.12 مكافآت 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 المواطنين, تقدم المجموعة أيضاً مساهمات للمؤسسة العامة للتأمينات الاجتماعية وتحتسب كنسبة من رواتب الموظفين.

3.13 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 كـقروض ومبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية والشركات الزميلة وذمم 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.

3.14 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 المقابل .

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.15 القروض

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.

3.16 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 الموجودات و المطلوبات المحتملة

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 فائدة

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

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 ضريبة الدخل

يمثل مصروف أو إيراد ضريبة الدخل للفترة الضريبة المستحقة على الإيرادات الخاضعة للضريبة للفترة وفقا لمعدل ضريبة الدخل المطبق لكل نطاق اختصاص معدل بالتغيرات في موجودات ومطلوبات الضريبة المؤجلة المنسوبة للفروقات المؤقتة والخسائر الضريبية غير المستخدمة.

يتم حساب مصروف ضريبة الدخل الحالية على أساس القوانين الضريبية المطبقة أو التي ستُطبق بشكلٍ فعلي بنهاية فترة التقرير في الدول التي تحقق المجموعة فيها دخلاً خاضعاً للضريبة. تقوم الإدارة بإجراء تقييم دوري للمواقف المتخذة بخصوص الإقرارات الضريبية بالنسبة للحالات التي تكون فيها لوائح الضرائب السارية خاضعة للتأويل، وترصد المخصصات اللازمة على أساس المبالغ المتوقع دفعها إلى سلطات تحصيل الضرائب.

3 ملخص السياسات المحاسبية الهامة (تتمة)

3.21 ضريبة الدخل (تتمة)

يتم رصد مخصص لكامل ضريبة الدخل المؤجلة, باستخدام طريقة المطلوبات, على الفروقات المؤقتة الناشئة فيما بين الأسس الضريبية للموجودات والمطلوبات وقيمها الدفترية في البيانات المالية المجمعة. ومع ذلك, لا يتم الاعتراف بمطلوبات الضريبة المؤجلة إذا كانت ناشئة عن الاعتراف المبدئي بالشهرة. كما لا يتم الاعتراف أيضا بضريبة الدخل المؤجلة إذا كانت ناشئة عن الاعتراف المبدئي بأصل أو مطلوب في معاملة غير معاملات اندماج الأعمال والتي لا تؤثر, خلال وقت المعاملة, على الأرباح أو الخسائر للأغراض المحاسبية أو الأرباح أو الخسائر الخاضعة للضريبة. يتم تحديد ضريبة الدخل المؤجلة باستخدام معدلات الضرائب (والقوانين) التي يتم سنها أو المطبقة فعلياً في نهاية فترة التقرير والتي يتوقع سريانها في حالة بيع الأصل ذي الصلة بضريبة الدخل المؤجلة أو تسوية مطلوب ضريبة الدخل المؤجلة.

لا يتم الاعتراف بموجودات الضريبة المؤجلة إلا إذا كان من المحتمل أن يتوفر في المستقبل مبالغ خاضعة للضريبة للاستفادة من الفروق المؤقتة والخسائر.

لا يتم الاعتراف بمطلوبات وموجودات الضريبة المؤجلة للفروقات المؤقتة بين القيمة الدفترية والأسس الضريبية للاستثمارات في العمليات الخارجية حيث ستكون المجموعة قادرة على التحكم بتوقيت عملية عكس الفروق المؤقتة ويكون من المحتمل أن الفروق لن يتم عكسها في المستقبل المنظور.

تتم مقاصة موجودات ومطلوبات الضريبة المؤجلة عند وجود حق قانوني واجب النفاذ بمقاصة موجودات ومطلوبات الضريبة الحالية وعندما تكون الارصدة الضريبية المؤجلة تتعلق بالهيئة الضريبية ذاتها. تتم مقاصة الموجودات الضريبية والمطلوبات الضريبية الحالية في حالة امتلاك المنشأة حق قانوني واجب النفاذ بمقاصة ونية إما للتسوية على أساس الصافي, أو بيع الأصل وتسوية الالتزام بصورة متزامنة.

يتم الاعتراف بالضريبة الحالية والمؤجلة في بيان الدخل المجمع, باستثناء الحالات التي ترتبط فيها الضريبة ببنودٍ معترف بها في الدخل الشامل الآخر أو محتسبة مباشرة في حقوق الملكية. وفي هذه الحالة, فإنه يتم أيضاً الاعتراف بالضريبة في بيان الدخل الشامل المجمع أو مباشرة في حقوق الملكية, على التوالي.

3.22 الإيجارات

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, ولا يجوز استخدام الموجودات المؤجرة كضمان لأغراض الاقتراض.

يتم الاعتراف بالإيجارات كموجودات حق الاستخدام ومطلوبات مقابلة في التاريخ الذي يتاح فيه الأصل المؤجر للاستخدام من قبل المجموعة. يتم تخصيص كل دفعة إيجار بين الالتزام وتكلفة التمويل. يتم تحميل تكلفة التمويل على بيان الدخل على مدى فترة الإيجار لإنتاج معدل فائدة دوري ثابت على الرصيد المتبقي من الالتزام لكل فترة. يتم استهلاك موجودات حق الاستخدام على مدى العمر الإنتاجي للأصل ومدة الإيجار, أيهما أقصر, على أساس القسط الثابت.

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

- دفعات ثابتة (تشمل دفعات ثابتة متضمنة) ناقصاً أي أرصدة إيجار مدينة؛
- دفعات الإيجار المتغيرة التي تستند إلى مؤشر أو معدل؛
- مبالغ يُتوقع أن يدفعها المستأجر بموجب ضمانات القيمة المتبقية؛
- سعر ممارسة خيار الشراء إذا كان المستأجر متأكداً بشكل معقول من ممارسته لهذا الخيار؛ و
- دفع غرامات إنهاء العقد, إذا كانت مدة عقد الإيجار تعكس ممارسة المستأجر لهذا الخيار.

3.22 عقود الإيجار (تتمة)

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، نظرًا لكونه 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 مثل الليبور)؛
- بالإضافة إلى تعديل فروقات التمويل (فروقات ائتمان المستأجر).

عكس 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؛ و
- تكاليف أعمال التجديد.

يتم استهلاك موجودات حق الاستخدام بشكل عام على مدى العمر الإنتاجي للأصل 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. عقود الإيجار قصيرة الأجل هي عقود إيجار مدتها 12 شهرًا أو أقل.

4 إدارة المخاطر المالية

4.1 عوامل 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 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:

(إ) 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 العملات الأجنبية ومخاطر أسعار الفائدة ومخاطر أسعار السلع.

(1) مخاطر العملة الأجنبية

مخاطر العملات الأجنبية هي المخاطر المتعلقة بالتقلب في القيمة العادلة أو التدفقات النقدية المستقبلية للأدوات المالية بسبب التغيرات في أسعار صرف العملات الأجنبية التي تؤثر على التدفقات النقدية أو تقييم الموجودات والمطلوبات النقدية للمجموعة المقومة بالعملات الأجنبية.

تتعرض المجموعة لمخاطر صرف العملات الأجنبية الناشئة عن مخاطر الصرف بسبب التعرضات المختلفة للعملة، وخاصة فيما يتعلق بالدولار الأسترالي والدولار الكندي والكرونا النرويجي والجنيه الاسترليني. تنشأ مخاطر صرف العملات الأجنبية من المعاملات التجارية المستقبلية، والموجودات والمطلوبات النقدية المعترف بها. تدير المجموعة مخاطر صرف العملات الأجنبية من خلال الحفاظ على التعرضات للعملات التي لا تتقلب بشكل جوهري مقابل الدولار الأمريكي.

إدارة المخاطر المالية (تتمة)

تتعرض المجموعة بصورة رئيسية لمخاطر العملات الأجنبية كنتيجة لأرباح/خسائر صرف العملات الأجنبية عند تحويل موجودات ومطلوبات محددة بالعملات الأجنبية مثل النقد والنقد المعادل والذمم المدينة التجارية والأخرى والمبالغ المستحقة للشركة الأم الرئيسية والذمم الدائنة التجارية والأخرى.

فيما يلي صافي مراكز العملات الأجنبية كما في تاريخ البيانات المالية المجمعة:

	كما في 31 ديسمبر	
	2020	2019
	دينار كويتي	دينار كويتي
	(ما يعادل)	(ما يعادل)
دولار أسترالي	(36)	(1,057)
دولار كندي	2,639	1,745
كرونا نرويجي	(12)	(4,533)
جنيه إسترليني	3,016	1,826

يشير الجدول التالي إلى تعرض المجموعة لمخاطر صرف العملات الأجنبية كما في 31 ديسمبر نتيجةً لموجوداتها ومطلوباتها النقدية. ويحتسب التحليل أثر الحركة المحتملة المعقولة لمعدل عملة الدولار الأمريكي مقابل بعض العملات الرئيسية التي تتعرض لها المجموعة مع الاحتفاظ بكافة المتغيرات الأخرى ثابتة، على (خسارة) / ربح السنة وحقوق الملكية.

	التغير في سعر العملة	الأثر على (خسارة)/ ربح السنة وحقوق ا لملكية
31 ديسمبر 2020		
دولار أسترالي	+10%	4
دولار كندي	+10%	(264)
كرونا نرويجي	+10%	1
جنيه إسترليني	+10%	(302)
31 ديسمبر 2019		
دولار أسترالي	+10%	(106)
دولار كندي	+10%	175
كرونا نرويجي	+10%	(453)
جنيه إسترليني	+10%	183

سيكون للانخفاض في نسبة حركة العملة الأجنبية أثر معاكس على (خسارة)/ ربح السنة.

(2) مخاطر أسعار 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 القروض. تدير المجموعة مخاطر معدل الفائدة عن طريق مراقبة الحركة في أسعار الفائدة والاقتراض بمعدلات الفائدة المرتبطة بالسوق.

4 إدارة المخاطر المالية (تتمة)

4.1 عوامل المخاطر المالية (تتمة)

(أ) مخاطر السوق (تتمة)

(2) مخاطر معدل الفائدة (تتمة)

يبين الجدول التالي حساسية خسارة/ ربح السنة وحقوق الملكية لتغير محتمل معقول في معدلات الفائدة للقروض بنسبة 0.5% (2019: 0.5%). يشير الرقم الموجب إلى نقص في الربح وحقوق الملكية بينما يشير الرقم السالب إلى زيادة في الربح وحقوق الملكية.

		2020	2019
	التغير في معدل الفائدة	الأثر على الخسارة / حقوق الملكية	الأثر على الربح/ حقوق الملكية
	+0.5%	412	(609)
دينار كويتي	-0.5%	(412)	609

(3) 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% (2019: 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.

(ب) مخاطر الائتمان

تنشأ مخاطر الائتمان من النقد والنقد المعادل (باستثناء النقد في الصندوق) والذمم المدينة التجارية والأخرى.

(1) إدارة المخاطر

تتم إدارة مخاطر الائتمان على مستوى المجموعة. تدير المجموعة هذه المخاطر عن طريق إيداع أرصدتها البنكية والودائع قصيرة 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 تمركز جوهري لمخاطر الائتمان , سواء من خلال التعرض الائتماني لعميل و/ أو في منطقة ما.

(2) الانخفاض في قيمة الموجودات المالية

إن الموجودات المالية للمجموعة الخاضعة لنموذج جديد لخسائر الائتمان المتوقعة وفقاً للمعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 هي «الذمم المدينة التجارية والأخرى» 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 «الذمم المدينة التجارية والأخرى» 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 الذمم المدينة التجارية والأخرى وفقاً لنموذج الخسارة المتوقع بموجب المعيار الدولي للتقارير المالية رقم 9 غير جوهري لأن لدى الذمم المدينة التجارية والأخرى تاريخ محدود في التخلف عن السداد.

4 إدارة المخاطر المالية (تتمة)

الأرصدة 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:

	31 ديسمبر 2020	31 ديسمبر 2019
A1-A2	157	270
AA	508	1,699
Aa3- Aa2	217,376	191,288
Baa2- Baa1	140	3,846
	218,181	197,103

لم يكن مخصص انخفاض القيمة مطلوبًا للنقد والنقد المعادل حيث أن مخاطر الائتمان كانت ضئيلة.

(ت) مخاطر السيولة

مخاطر السيولة هي المخاطر المتعلقة بالصعوبات التي قد تواجهها المجموعة عند الوفاء بالالتزامات المتعلقة بالمطلوبات المالية، وتنشأ نتيجة لاحتمالية (والتي قد تكون مستبعدة في الغالب) 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 الام 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.

في 31 ديسمبر 2020	**أقل من سنة واحدة**	**سنة واحدة إلى 5 سنوات**	**أكثر من 5 سنوات**	**الإجمالي**
المطلوبات				
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى	72,855	-	-	72,855
مطلوبات ضريبية	9,063	-	-	9,063
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية	1,736,388	-	-	1,736,388
مطلوبات الإيجار	820	2,276	1,613	4,709
قروض	103,441	196,964	-	300,405
	1,922,567	199,240	1,613	2,123,420
ارتباطات رأسمالية عن أعمال استكشاف وتطوير مستقبلية	173,133	-	-	173,133

4 إدارة المخاطر المالية (تتمة)

4.1 عوامل المخاطر المالية (تتمة)

(ت) مخاطر السيولة (تتمة)

في 31 ديسمبر 2019	أقل من سنة واحدة	بين سنة واحدة إلى 5 سنوات	أكثر من 5 سنوات	الإجمالي
مطلوبات				
دائنون تجاريون وأرصدة دائنة أخرى	79,913	-	-	79,913
مطلوبات ضريبية	7,382	-	-	7,382
مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية	1,736,388	-	-	1,736,388
مطلوبات الإيجار	856	2,130	3,169	6,155
قروض	54,752	300,020	-	354,772
	1,879,291	302,150	3,169	2,184,610
ارتباطات رأسمالية عن أعمال استكشاف وتطوير مستقبلية				
	299,564	-	-	299,564

4.2 إدارة مخاطر 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.

تقوم المجموعة بمراقبة رأس المال على أساس نسبة المديونية. تُحتسب هذه النسبة بقسمة صافي الدين على مجموع رأس المال. ويحتسب صافي الدين على أساس مجموع الدين ناقصاً النقد والنقد المعادل، بينما يحتسب مجموع رأس المال على أنه صافي الدين زائداً حقوق الملكية . كانت نسبة المديونية بتاريخ 31 ديسمبر كالتالي:

	2020	2019
مجموع القروض (إيضاح 24)	285,969	333,355
يضاف: مطلوبات الإيجار (إيضاح 16)	4,544	4,515
ناقصاً: النقد والنقد المعادل (إيضاح 20)	(218,524)	(201,849)
صافي الدين	71,989	136,021
إجمالي حقوق الملكية	560,695	607,130
إجمالي رأس المال	632,684	743,151
نسبة المديونية	11%	18%

التزمت المجموعة بتعهدات القروض خلال السنتين 2020 و2019.

5 الأحكام والتقديرات المحاسبية الهامة

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

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.

5 الأحكام والتقديرات المحاسبية الهامة (تتمة)

التقديرات 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.

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؛ و
- احتمال أن يتغير تحقق القيمة الدفترية لموجودات الضرائب المؤجلة نتيجة للتغيرات في الأحكام المتعلقة بوجود هذه الموجودات, والتقديرات المرجحة لاسترداد هذه الموجودات

5 الأحكام والتقديرات المحاسبية الهامة (تتمة)

التقديرات والافتراضات (تتمة)

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 أثناء 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 النقد لديها كحقل واحد وهو ما يمثل أقل مستوى تكون عنده التدفقات النقدية مستقلة بشكل كبير عن الموجودات الأخرى.

تكاليف الإزالة

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.

5 الأحكام والتقديرات المحاسبية الهامة (تتمة)

التقديرات والافتراضات (تتمة)

تكاليف الازالة (تتمة)

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.

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 الازالة، والمصروفات الرأسمالية، وتوزيعات الأرباح وغيرها من معاملات إدارة رأس المال) والأحكام الخاصة بتطبيق القوانين الحالية ذات الصلة. 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.

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.

الانخفاض في قيمة المخزون

يتم الاحتفاظ بالمخزون بالتكلفة أو صافي القيمة القابلة للتحقق، أيهما أقل. وعندما يصبح المخزون قديماً أو متقادماً، يتم إجراء تقدير لصافي قيمته السوقية. وفيما يخص الكميات الكبيرة المفردة يتم إجراء التقدير على أساس فردي. إنّ الكميات التي لا تكون هامة بشكل فردي ولكنها تكون قديمة أو متقادمة يتم تقييمها بشكل جماعي ويتم تجنيب مخصص وفقاً لنوع المخزون ودرجة التعمير أو التقادم.

6 إيرادات من عقود مع عملاء

تستمد المجموعة إيراداتها من بيع النفط والغاز المسال في وقت معين ومن تعرفة الأنابيب مع مرور الوقت.

	2020	2019
مبيعات النفط	106,920	208,032
مبيعات الغاز	101,542	142,537
مبيعات الغاز المسال	127,741	166,324
إيرادات التعرفة	4,166	1,227
	340,369	518,120

7 تكلفة العمليات

	2020	2019
التكاليف التشغيلية	132,039	136,655
استنفاذ ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 13)	199,217	203,327
استهلاك موجودات حق الاستخدام	120	119
شطب مخزون	-	3,247
مخصص المخزون بطيء الحركة, بالصافي	908	1,493
التصفية (أقل)/ أعلى - بالصافي	(5,403)	17,122
رسوم الامتياز	5,371	7,494
	332,252	369,457

8 صافي خسائر انخفاض قيمة ممتلكات النفط والغاز

	2020	2019
خسائر الانخفاض في القيمة		
ممتلكات النفط والغاز	60,780	14,544
الشهرة	-	130
عكوسات الانخفاض في القيمة		
ممتلكات النفط والغاز	(10,343)	(9,797)
صافي خسائر الانخفاض في القيمة	50,437	4,877

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.

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

8 صافي خسائر الانخفاض في قيمة ممتلكات النفط والغاز (تتمة)

يتم خصم التدفقات النقدية المستقبلية إلى قيمتها الحالية باستخدام معدلات خصم تتراوح بين 6.33% الى 14.53% (2019: 7.33% إلى 17.25%) بناء على خصائص المخاطر المحددة للوحدات المولدة للنقد ذات الصلة.

تحليل الحساسية

يعرض الجدول التالي الحساسية للتغيرات المحتملة بصورة معقولة في الافتراضات وأثرها على (الخسارة)/ (الربح) للسنة:

		الأثر على الخسارة	**الأثر على ربح**
	التغير في النسبة	**2020**	**2019**
معدل الخصم	+1	(13,401)	(1,182)
أسعار النفط الخام والغاز	-10	(48,497)	(10,523)

تستند معدلات الخصم على متوسط التكلفة المرجح لرأس المال، محسوبًا باستخدام نموذج تسعير الموجودات الرأسمالية وتطبيق نهج القيمة المستخدمة. ولتطبيق 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 متقلب (سنتين -3 سنوات). 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 وكوفيد-19، بناءً على الخبرة السابقة لمجال الأعمال وبما يتفق مع المصادر الخارجية. تم تعديل أسعار النفط الخام لتعكس الأسعار المنخفضة بعد كوفيد-19 السائدة حاليًا والمتوقعة لسنة 2021، والآراء المعدلة لأسعار النفط على المدى الطويل.

9 مصاريف عمومية وإدارية

	2020	**2019**
رواتب الموظَّفين والتكاليف ذات الصلة	28,349	27,115
تكاليف مكاتب ومرافق	185	225
إصلاحات وصيانة	110	153
أتعاب مهنية	4,452	4,595
مصروفات السفر	115	1,172
تدريب	101	857
استهلاك - ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى (إيضاح 13)	1,022	1,002
استهلاك موجودات حق الاستخدام	539	540
علاقات عامة	61	270
أخرى	4,553	4,770
	39,487	40,699
ناقصاً: تكاليف معاد توزيعها على المشاريع	(25,955)	(25,981)
	13,532	14,718

10 إيرادات أخرى, بالصافي

	2020	2019
إيرادات أخرى	3,978	5,567
ربح/ (خسارة) تحويل عملات أجنبية	3,144	(1,709)
خسارة من بيع موجودات -صافي	(651)	(6)
	6,471	3,852

11 تكاليف تمويل

	2020	2019
تخفيض الخصم لمخصص الإزالة (إيضاح 22		
	9,598	9,270
تكلفة تمويل القروض وغيرها	5,225	16,735
مصروف الفائدة على مطلوبات الإيجار (إيضاح 16	239	56
	15,062	26,061

12 مصروفات ضريبة الدخل

	2020	2019
ضريبة خارجيّة		
متداولة:		
(عكس مخصص)/مصروفات الضريبة على الأرباح	(29,220)	17,814
عكس مخصص WPPF	-	(10)
المؤجلة:		
(عكس مخصص) / المحمّل للسنة	(7,886)	46,362
المُحمل للسنة - ضريبة إيجار موارد بترولية PRRT	165	-
	(36,941)	64,166

تتراوح معدلات الضرائب المطبقة على الأرباح الناشئة عن العمليات الأجنبية بين 23% و 78%.

ان مخصص الضريبة المعكوس الحالي نتج بشكل رئيسي عن التغييرات التشريعية الضريبية المؤقتة التي تم سنها في مناطق جغرافية معينة, اعتبارًا من 1 يناير 2020. ترتبط هذه التغييرات التشريعية الضريبية في المقام الأول بالاستهلاك الضريبي المتسارع والاستخدام المتسارع للارتفاع بالإضافة إلى القدرة على المطالبة باسترداد الخسائر الضريبية للسنة الحالية.

13 الممتلكات والمنشآت والمعدات

	ممتلكات النفط والغاز	ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى	الإجمالي
كما في 1 يناير 2020			
التكلفة	4,115,753	16,715	4,132,468
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(1,904,602)	(12,448)	(1,917,050)
صافي القيمة الدفترية	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**
السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2020			
إضافات	127,004	503	127,507
تحويل من موجودات الاستكشاف والتقييم (إيضاح 14)	8,496	-	8,496
تغيرات في التقديرات (إيضاح 22)	27,467	-	27,467
استبعادات	(1,469)	(66)	(1,535)
فروق صرف العملات	3,396	14	3,410
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة			
المحمّل للسنة (إيضاح 7 وإيضاح 9)	(199,217)	(1,022)	(200,239)
استبعادات	156	19	175
صافي خسائر الانخفاض في القيمة	(50,437)	-	(50,437)
فروق صرف العملات	719	41	760
صافي القيمة الدفترية الختامي	**2,127,266**	**3,756**	**2,131,022**
كما في 31 ديسمبر 2020			
التكلفة	4,280,647	17,166	4,297,813
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(2,153,381)	(13,410)	(2,166,791)
صافي القيمة الدفترية	**2,127,266**	**3,756**	**2,131,022**

13 الممتلكات والمنشآت والمعدات (تتمة)

	ممتلكات النفط والغاز	ممتلكات ومنشآت ومعدات أخرى	الإجمالي
كما في 1 يناير 2019			
التكلفة	3,981,991	15,930	3,997,921
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(1,698,922)	(11,475)	(1,710,397)
صافي القيمة الدفترية	**2,283,069**	**4,455**	**2,287,524**
السنة المنتهية في 31 ديسمبر 2019			
إضافات	154,155	818	154,973
تحويل من موجودات الاستكشاف والتقييم (إيضاح 14)	25,351	-	25,351
تغيرات في التقديرات (إيضاح 22)	(41,766)	-	(41,766)
استبعادات	-	(17)	(17)
فروق صرف العملات	(3,978)	(16)	(3,994)
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة المحمّل للسنة (إيضاح 7 وإيضاح 9)	(203,327)	(1,002)	(204,329)
استبعادات	-	13	13
صافي خسائر الانخفاض في القيمة	(4,747)	-	(4,747)
فروق صرف العملات	2,394	16	2,410
صافي القيمة الدفترية الختامي	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**
كما في 31 ديسمبر 2019			
التكلفة	4,115,753	16,715	4,132,468
الاستهلاك والاستنفاذ وخسائر الانخفاض في القيمة	(1,904,602)	(12,448)	(1,917,050)
صافي القيمة الدفترية	**2,211,151**	**4,267**	**2,215,418**

خلال السنة الحالية، أدت التغييرات في تقديرات تكاليف الازالة (إيضاح 22) إلى تغيير القيمة الدفترية لموجودات الازالة ذات الصلة بمبلغ 27,467 دينار كويتي (2019: 41,766 دينار كويتي) نتيجة للتحديثات في الافتراضات المستخدمة في تقديرات السنة السابقة.

14 موجودات استكشاف وتقييم

	موجودات الاستكشاف والتقييم
تكلفة	
في 1 يناير 2020	905,799
إضافات	17,780
تسويات فروق صرف عملات	518
في 31 ديسمبر 2020	**924,097**
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	
في 1 يناير 2020	534,014
مشطوب	20,851
المحوّل إلى ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 13)	8,496
تسويات فروق صرف عملات	214
في 31 ديسمبر 2020	**563,575**
خسائر الانخفاض في القيمة	
في 1 يناير 2020	2,905
في 31 ديسمبر 2020	**2,905**
صافي القيمة الدفترية	
في 31 ديسمبر 2020	**357,617**

	موجودات الاستكشاف والتقييم
تكلفة	
في 1 يناير 2019	883,602
إضافات	22,844
تسويات فروق صرف عملات	(647)
في 31 ديسمبر 2019	**905,799**
تكاليف الاستكشاف المشطوبة	
في 1 يناير 2019	499,860
مشطوب	9,073
المحوّل إلى ممتلكات النفط والغاز (إيضاح 13)	25,351
تسويات فروق صرف عملات	(270)
في 31 ديسمبر 2019	**534,014**
خسائر الانخفاض في القيمة	
في 1 يناير 2019	2,905
في 31 ديسمبر 2019	2,905
صافي القيمة الدفترية	
في 31 ديسمبر 2019	**368,880**

14 موجودات استكشاف وتقييم (تتمة)

تمثل مبالغ الموجودات غير الملموسة التكلفة المتكبدة في مشروعات الاستكشاف القائمة. ويتم شطب هذه المبالغ في بيان الدخل المجمع ضمن مصروفات الاستكشاف ما لم يتم إثبات وجود احتياطيات تجارية أو يتم تحديد أن العملية لم تنتهي بعد ولا يوجد مؤشر لانخفاض القيمة في تاريخ البيانات المالية المجمعة. إن نتائج أعمال الاستكشاف الجارية وبالتالي إمكانية استرداد القيمة الدفترية لهذه الموجودات في النهاية تعتبر غير مؤكدة.

إن تكاليف الاستكشاف بمبلغ 23,166 دينار كويتي (2019: 14,206 دينار كويتي) المدرجة في بيان الدخل المجمع تتضمن تكاليف مرسملة مشطوبة كبئر ناضب بمبلغ 20,851 دينار كويتي (2019: 9,073 دينار كويتي)، وتكاليف أخرى بمبلغ 2,315 دينار كويتي (2019: 5,133 دينار كويتي) تتعلق بأنشطة الاستكشاف والتقييم والتي يتم تسجيلها مباشرة كمصروفات من خلال بيان الدخل المجمع.

15 ضريبة مؤجلة

	2020	2019
كما في 1 يناير		
موجودات الضريبة المؤجلة	115,782	158,399
مطلوبات الضريبة المؤجلة	(62,017)	(58,295)
صافي الضريبة المؤجلة	53,765	100,104
عكس مخصص/(تكلفة) الضريبة المؤجلة- بالصافي	7,886	(46,362)
تسويات فروق صرف عملات	500	23
الحركة خلال السنة	8,386	(46,339)
في 31 ديسمبر		
موجودات الضريبة المؤجلة	69,794	115,782
مطلوبات الضريبة المؤجلة	(7,643)	(62,017)
صافي الضريبة المؤجلة	62,151	53,765

تنشأ الضريبة المؤجلة بصورة رئيسية بسبب:

	2020	2019
موجودات الضريبة المؤجلة		
الخسائر المرحلة	283,692	259,092
المخصصات وغيرها	13,296	16,624
إيجارات	63	64
	297,051	275,780
مقاصة المطلوبات الضريبية المؤجلة بموجب أحكام المقاصة	(227,257)	(159,998)
	69,794	115,782
مطلوبات الضريبة المؤجلة		
الاستهلاك المحاسبي المعجل	(234,900)	(222,015)
مقاصة المطلوبات الضريبية المؤجلة بموجب أحكام المقاصة	227,257	159,998
	(7,643)	62,017
صافي الضريبة المؤجلة	**62,151**	**53,765**

16 الإيجارات

(1) مبالغ معترف بها في بيان المركز المالي المجمع

	2020	**2019**
موجودات حق الاستخدام		
أرض	63	93
مبانٍ - مساحة المكاتب	2,051	2,168
سفن	1,933	2,050
	4,047	**4,311**

	2020	2019
مطلوبات الإيجار		
متداولة	820	856
غير متداولة	3,724	3,659
	4,544	**4,515**

المبالغ المعترف بها في بيان الدخل المجمع

	السنة المنتهية في 31 ديسمبر	
	2020	**2019**
تكلفة استهلاك موجودات حق الاستخدام		
أرض (إيضاح 9)	31	30
مبانٍ (إيضاح 9)	508	510
سفن (إيضاح 7)	120	119
	659	659
تكاليف تمويلية	239	56
مصروفات متصلة بإيجارات منخفضة القيمة (مُدرج ضمن بند مصروفات عمومية وإدارية).	692	755
مصروفات متصلة بإيجارات قصيرة الأجل (مدرجة ضمن بند مصروفات عمومية وإدارية)	12	3

بلغ إجمالي التدفقات النقدية الصادرة لعقود الإيجار في سنة 2020 ما قيمته 1,067 دينار كويتي.

17 مخزون

	2020	2019
نفط خام	2,572	4,213
مكثفات وغاز	945	1,076
غاز مسال	863	230
قطع غيار ومواد ومستلزمات	35,291	35,411
	39,671	40,930
ناقصًا: مخصص بنود مخزون بطيء الحركة ومتقادم	(2,908)	(1,962)
	36,763	**38,968**

يتم استخدام قطع الغيار والمواد والمستلزمات في العمليات ولا يحتفظ بها لغرض إعادة البيع.

الحركة في مخصص بنود مخزون بطيء الحركة ومتقادم

	2020	2019
في 1 يناير	1,962	515
مخصص معكوس خلال السنة	(212)	(45)
المحمّل للسنة	1,120	1,538
تسويات فروق صرف عملات	38	(46)
في 31 ديسمبر	**2,908**	**1,962**

18 المدينون التجاريون والأرصدة المدينة الأخرى

	2020	2019
المدينون التجاريون	40,502	69,537
مستحق من مشاركين في مشاريع مشتركة	27,127	17,390
أموال إزالة لدى المشغلين	39,357	34,218
مبالغ مدفوعة مقدمة	2,954	3,736
دفعة مقدمة لضريبة الشركات	28,976	9,107
دفعات مقدمة إلى مشغلين	8,651	7,957
مبالغ مستحقة من شركات زميلة	785	748
ارصدة مدينة أخرى	12,807	13,037
	161,159	155,730
ناقصا: مخصص الخسارة	(1,561)	(626)
	159,598	**155,104**

الذمم المدينة التجارية غير محملة بالفائدة وعادة ما يكون لها فترة ائتمانية مدتها 60 يوماً.

لم يتأخر سداد إجمالي الذمم المدينة التجارية بمبلغ 35,931 دينار كويتي (2019: 59,010 دينار كويتي) ولم تتعرض للانخفاض في القيمة. يمكن تقييم جودة الائتمان لهذه الذمم المدينة بالرجوع إلى أدائها التاريخي حيث لا يوجد تاريخ تعثر حديث.

تأخر سداد إجمالي قيمة الذمم المدينة التجارية بمبلغ 3,937 دينار كويتي (2019:9,901 دينار كويتي) لكنها لم تتعرض للانخفاض في القيمة. تتعلق هذه الذمم بعددٍ من العملاء المستقلين الذين ليس لديهم تاريخ حديث في العجز عن السداد.

18 المدينون التجاريون والأرصدة المدينة الأخرى (تتمة)

في 31 ديسمبر 2020، تعرض المدينون التجاريون والأرصدة المدينة الأخرى بقيمة اسمية بمبلغ 1,561 دينار كويتي (2019: 626 دينار كويتي) للانخفاض في القيمة وتم رصد مخصص لها بالكامل. إن الحركات في مخصص الخسارة كما يلي:

	2020	2019
في 1 يناير	626	637
محمل خلال السنة	934	4
تسويات فروق صرف عملات	1	(15)
في 31 ديسمبر	**1,561**	**626**

19 معاملات الأطراف ذات العلاقة

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 ومن الشركات الزميلة 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.

فيما يلي الأرصدة مع الأطراف ذات العلاقة المدرجة في البيانات المالية المجمعة:

تعويضات أعضاء الإدارة الرئيسيين

	2020	2019
رواتب ومنافع أخرى قصيرة الأجل	1,247	1,281
منافع نهاية الخدمة	293	1,025
	1,540	**2,306**

(ب) الأموال المحتفظ بها من قبل الشركة الأم الرئيسية

	2020	2019
وديعة قصير الأجل (إيضاح 20)	**185,316**	**162,738**

مبالغ مستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية

	2020	2019
الشركة الأم الرئيسية*	1,736,388	1,736,388
	1,736,388	**1,736,388**

*إن توزيعات الأرباح المستحقة مدرجة ضمن الأرصدة المستحقة إلى الشركة الأم الرئيسية بمبلغ 283,709 دينار كويتي كما في 31 ديسمبر 2020 (2019: 283,709 دينار كويتي). تستحق هذه المبالغ عند الطلب ولا تحمل فائدة.

مبالغ مستحقة من شركات زميلة

	2020	2019
مبالغ مستحقة من شركات زميلة	785	748
	785	**748**

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 2020 أي انخفاض في قيمة الأرصدة المدينة المتعلقة بالمبالغ المستحقة على الأطراف ذات العلاقة (2019: لا شيء). يتم إجراء هذا التقييم لكل سنة مالية من خلال اختبار المركز المالي للطرف ذي العلاقة والسوق الذي يمارس به أنشطته.

20 النقد والنقد المعادل

	2020	2019
نقدية في الصندوق	343	4,746
نقدية لدى البنوك	32,865	34,365
	33,208	39,111
ودائع قصير الأجل (إيضاح 19)	185,316	162,738
	218,524	**201,849**

تمثل الودائع قصيرة الأجل أموال فائضة من عمليات وودائع مع الشركة الأم الرئيسية . إن مدة الوديعة هي لأقل من ثلاثة أشهر. لا يوجد قيود على هذه الأموال ويقارب متوسط معدل الفائدة 1.41% سنويًا (2019: 2.78% سنويًا). بلغت الفائدة المحققة على هذه الودائع خلال السنة 3,157 دينار كويتي (2019: 8,952 دينار كويتي).

21 رأس المال والاحتياطيات

(أ) رأس المال

	المصرّح به		المصدر والمدفوع بالكامل نقدًا	
	2020	2019	2020	2019
1,200,000,000 (2019: 1,200,000,000) سهم بقيمة 1 دينار كويتي (2019: 1 دينار كويتي) للسهم	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000

(ب) احتياطي قانوني

وفقاً لقانون الشركات والنظام الأساسي للشركة, يجب تحويل 10% من ربح السنة إلى الاحتياطي القانوني. وللمجموعة أن تقرر عدم الاستمرار في هذا التحويل السنوي عندما يتجاوز الاحتياطي 50% من رأس المال بموجب قرار الجمعية العمومية السنوية. ويقتصر توزيع رصيد الاحتياطي القانوني 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.

للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2020 و31 ديسمبر 2019, لم يتم إجراء أية تحويلات إلى الاحتياطي القانوني بسبب الخسائر المتراكمة.

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

21 رأس المال والاحتياطيات (تتمة)

(ج) الاحتياطي الاختياري (تتمة)

وفقاً للنظام الأساسي للشركة، 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.

للسنة المنتهية في 31 ديسمبر 2020 و31 ديسمبر 2019، لم يتم إجراء أية تحويلات إلى الاحتياطي الاختياري بسبب الخسائر المتراكمة.

22 مخصص الازالة

	2020	2019
في 1 يناير	252,612	288,813
تخفيض الخصم (إيضاح 11)	9,598	9,270
تغيرات في التقديرات (إيضاح 13)	27,467	(41,766)
دفع تكاليف الازالة	(8,279)	(3,387)
تسويات فروق صرف عملات	89	(318)
في 31 ديسمبر	**281,487**	**252,612**

مفصح عنها في بيان المركز المالي المجمع كالتالي:

	2020	2019
مطلوبات متداولة	12,146	11,130
مطلوبات غير متداولة	269,341	241,482
في 31 ديسمبر	**281,487**	**252,612**

تعترف المجموعة بمخصص التكلفة المستقبلية للإزالة 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 استناداً 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 2020 يتراوح من 0.75% إلى 4.5% (2019: 3.5% إلى 4.5%).

23 مكافآت نهاية الخدمة للموظفين

	2020	2019
في 1 يناير	17,000	16,439
التغيرات للسنة	2,948	2,153
مدفوعات خلال السنة	(1,175)	(1,591)
فروق صرف العملات	(52)	(1)
في 31 ديسمبر	**18,721**	**17,000**

24 قروض

	2020	2019
مطلوبات متداولة		
قروض		
	95,323	47,622
	95,323	47,622
مطلوبات غير متداولة		
قروض		
	190,646	285,733
	190,646	285,733
إجمالي القروض	**285,969**	**333,355**

فيما يلي الحركة في القروض طويلة الأجل (المتداولة وغير المتداولة) المدرجة في بيان المركز المالي المجمع:

	2020	2019
في بداية السنة	333,355	550,364
مدفوعات خلال السنة	(47,661)	(216,679)
الحركة في تحويل عملات أجنبية خلال السنة	275	(330)
في نهاية السنة	**285,969**	**333,355**

كما في 31 ديسمبر 2020, كان لدى المجموعة تسهيل قرض واحد (2019: واحد من تسهيلات القروض).

إن التسهيل الائتماني بمبلغ 1,100 مليون دولار أمريكي (ما يعادل 334 مليون دينار كويتي) غير مكفول بضمان ويحمل متوسط سعر الفائدة خلال 2020 بنسبة 1.49% سنويًا (2019: 3.11%). ويسدد على 7 أقساط نصف سنوية بقيمة 157 مليون دولار أمريكي (ما يعادل 47.6 مليون دينار كويتي) لكل قسط اعتبارًا من 2020؛ ويتم سداده بالكامل في سنة 2023. يحمل القرض معدل فائدة بسعر ليبور بالإضافة إلى 0.75%.

25 الدائنون التجاريون والأرصدة الدائنة الأخرى

	2020	2019
دائنون تجاريون	45,480	46,928
مستحقات	11,484	12,023
أرصدة دائنة أخرى	15,891	20,962
	72,855	**79,913**

26 ارتباطات

بلغت الارتباطات بموجب عدة مشاريع مشتركة للاستكشاف المستقبلي والتطوير كما في 31 ديسمبر 2020 ما يقارب 173,133 دينار كويتي (2019: 299,564 ألف دينار كويتي).

خطابات ضمان صادرة خلال السنة بمبلغ 2,507 دينار كويتي (2019: 1,980 دينار كويتي).

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

27 الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة

الشركات التابعة

فيما يلي الشركات التابعة المملوكة بالكامل للمجموعة:

اسم الشركة	بلد التأسيس	بلد العمليات	طبيعة النشاط
كوفبك (الصين) انك	بنما	الصين	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (مصر) المحدودة	جزر الكايمان	جمهورية مصر العربية	مكتب المنطقة, مسح السوق, استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (إندونيسيا) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك (الجزائر) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك (جنوب السودان) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك للمشاريع الإقليمية (اندونيسيا) المحدودة	جزر الكايمان	اندونيسيا	مكتب المنطقة ومسح السوق
كوفبك (تونس) المحدودة	جزر الكايمان	تونس	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (ماليزيا) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (اليمن) المحدودة	جزر الكايمان	اليمن	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (عدن) المحدودة	جزر الكايمان	اليمن	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك فيتنام (مجمع 19) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك فيتنام (مجمع 20) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك فيتنام (مجمع 51) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك المملكة المتحدة (القابضة) المحدودة	جزر الكايمان	-	شركة قابضة
كوفبك الفلبين (SC-46) المحدودة	جزر الكايمان	-	خاملة
كوفبك ماليزيا (اس بي 312) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك ماليزيا (SK-410B) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (القابضة) المحدودة	جزر الكايمان	العالمية	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك سنغافورة القابضة المحدودة	جزر الكايمان	-	شركة قابضة
كوفبك ماليزيا (SK304) المحدودة	جزر الكايمان	ماليزيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك كندا انك	كندا	-	مكتب المنطقة, مسح السوق, استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
شركة تنمية الطاقة بي في	هولندا	أستراليا	شركة قابضة
كوفبك أستراليا بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	مكتب المنطقة, شركة قابضة, مسح السوق, استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (بيرث) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز

27 الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة (تتمة)

(أ) الشركات التابعة (تتمة)

اسم الشركة	بلد التأسيس	بلد العمليات	طبيعة النشاط
كوفبك أستراليا (ترخيص WA356) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة	أستراليا	أستراليا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك (باكستان) بي في	هولندا	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك اندونيسيا (ناتونا) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك باكستان القابضة بي في	هولندا	باكستان	شركة قابضة
بي كي بي كيرثار بي في	هولندا	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
موريتانيا القابضة بي في	هولندا	موريتانيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك باكستان (كيرثار القابضة) بي في	هولندا	باكستان	شركة قابضة
كيرثار باكستان بي في	هولندا	باكستان	مكتب المنطقة, مسح السوق, استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة	المملكة المتحدة	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك المملكة المتحدة المحدودة	المملكة المتحدة	المملكة المتحدة	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
بي كي بي كادانواري المحدودة	اليابان	باكستان	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك النرويج ايه اس	النرويج	النرويج	مكتب المنطقة, استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك أمريكا انك	أمريكا	الولايات المتحدة الأمريكية	تطوير الأعمال
سمرهيل للموارد الرأسمالية المحدودة	الجزر العذراء البريطانية	-	تطوير الأعمال
كوفبك اندونيسيا سي بي ام انك	الجزر العذراء البريطانية	-	شركة قابضة
شركة غالوك للإنتاج رقم 2 بي تي اي المحدودة	سنغافورة	الفلبين	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز
كوفبك سنغافورة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	شركة قابضة
كوفبك (الفلبين) القابضة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	شركة قابضة
كوفبك اندونيسيا القابضة بي تي اي المحدودة	سنغافورة	-	خاملة
كوفبك إندونيسيا او ان دبليو جي بي. في.	هولندا	-	خاملة
كوفبك اندونيسيا اس اي اس و او ان دبليو جي بي في	هولندا	-	خاملة
كوفبك إندونيسيا اس أي اس بي في	هولندا	-	خاملة
كوفبك ماليزيا اس دي ان بي اتش دي	ماليزيا	ماليزيا	مكتب المنطقة
كوفبك اندونيسيا (Sumbagsel) بي في	هولندا	-	خاملة
كوفبك اندونيسيا (Merangin III) بي في	هولندا	-	تطوير الأعمال
كوفبك اندونيسيا (أنامباس) بي في	هولندا	اندونيسيا	استكشاف/ تطوير/ إنتاج النفط والغاز

27 الشركات التابعة والاستثمار في شركة زميلة (تتمة)

استثمار في شركة زميلة

تملك المجموعة من خلال شركة تابعة مملوكة لها بالكامل وهي شركة كوفبك 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

البلد المشغل		منشأة كوفبك	المجمع	الفائدة
سانتوس	أستراليا	كوفبك أستراليا بي تي واي المحدودة	-AW & (reenituM) L-62 (retexE) L-72	37.5023%
سانتوس	أستراليا	كوفبك أستراليا بي تي واي المحدودة	(rehctelF) L-45-AW	50.0031%
سانتوس	أستراليا	كوفبك أستراليا بي تي واي المحدودة	(enacuniF) L-45-AW	37.5023%
وودسايد	أستراليا	كوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	P-653-AW	35%
وودسايد	أستراليا	كوفبك أستراليا (ترخيص WA356) بي تي واي المحدودة	P-653-AW (حصة استكشاف)	35%
وودسايد	أستراليا	كوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	L-94-AW (جوليمار وبرونيلو وبالنيفز)	35%
شيفرون	أستراليا	كوفبك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة	-AW & L-74-AW ,L-84-AW (desitinu) L-64	8%
شيفرون	أستراليا	كوفبك أستراليا (ويتستون اياغو) بي تي واي المحدودة وكوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	ويتستون ال ان جي	13.4%
بي اتش بي	أستراليا	كوفبك (بيرث) بي تي واي المحدودة	R-17-AW	47.5%
وودسايد	أستراليا	كوفبك أستراليا (جوليمار) بي تي واي المحدودة	P-635-AW	35%
كوفبك	أستراليا	كوفبك (بيرث) بي تي واي المحدودة	P-835-AW	100%
كوفبك	أستراليا	كوفبك (بيرث) بي تي واي المحدودة	P-935-aW	100%
CNOOC	الصين	كوفبك (الصين) انك	1-31 gnehcaY	30%
شيفرون	كندا	كوفبك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	30%
بارامونت	كندا	كوفبك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	تتراوح بين 18.75% إلى 3.75%
اكس تي او	كندا	كوفبك كندا انك	كايبوب دوفيرناي	تتراوح بين 15% إلى 4.15%
IEOC	جمهورية مصر العربية	كوفبك (مصر) المحدودة	شمال بردويل	40%
أباتشي	جمهورية مصر العربية	كوفبك (مصر) المحدودة	رأس كنايس	36.36%
بيكو	جمهورية مصر العربية	كوفبك (مصر) المحدودة	musieG	40%
توتال	جمهورية مصر العربية	كوفبك (مصر) المحدودة	نورث رأس كنايس	25%
بريمير	اندونيسيا	كوفبك اندونيسيا (ناتونا) بي في	ناتونا سي مجمع أ	33.33%
كوفبك	اندونيسيا	كوفبك اندونيسيا (أنامباس) بي في	أنامباس	100%
بتروفاك	ماليزيا	كوفبك (ماليزيا) المحدودة	(rodneC) 403 MP	25%
كونوكو فيليبس	ماليزيا	كوفبك ماليزيا (SK304) المحدودة	403KS	35%
PTTEP HKO	ماليزيا	كوفبك ماليزيا (SK-410B) المحدودة	مجمع إس كيه 014	42.5%
بيتروناس	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	تشينقويتي	10.234%
تولو	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	منطقة أ	12.8659%
تولو	موريتانيا	موريتانيا القابضة بي في	منطقة ب	11.63%
ريبسول	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	جيدا (B910 LP)	5%
ريبسول	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	EMY(613LP)	10%
BP Aker	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	تامبار ايست يونيت	0.8%

إيضاحات حول البيانات المالية المجمعة

(كافة المبالغ المذكورة بالألف دينار كويتي ما لم يذكر دون ذلك)

28 حصص في عمليات مشتركة (تتمة)

المشغِّل	البلد	منشأة كوفبك	المجمع	الفائدة
إكينور	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	Eirin (PL 048E)	21.8%
إكينور	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	وحدة جينا كروغ	30%
إكينور	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	وحدة اوتغارد	6.2%
إكينور	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	وحدة غرب سليبنر	9.4112%
إكينور	النرويج	كوفبك النرويج ايه اس	وحدة غرب سليبنر	10%
ماري بيتروليوم	باكستان	بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة	بولان (زرغون الجنوبية)	3.75%
ENI	باكستان	كيرثار باكستان بي في بي كي بي كيرثار بي في	كيرثار (بادرا)	28% 6%
ENI	باكستان	كيرثار باكستان بي في بي كي بي كيرثار بي في	كيرثار (بيت)	28% 6%
ENI	باكستان	بي كي بي كادانواري المحدودة	تاجحال (كادانواري)	15.79%
OGDCL	باكستان	بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة كوفبك باكستان بي في	كادريبور	4.75% 8.50%
اورينت بيتروليوم	باكستان	بي كي بي للاستكشاف 2 المحدودة	دادو (زمزما)	9.375%
كوفبك	باكستان	كيرثار باكستان بي في	مخاد	82.5%
باكستان بيتروليوم	باكستان	كيرثار باكستان بي في	بيلا ويست	35%
تاماريند	الفلبين	شركة غالوك للإنتاج رقم 2 بي تي اي المحدودة	SC14-C (غالوك)	26.84473%
سي تي كي سي بي تي	تونس	كوفبك تونس المحدودة	سيدي الكيلاني	22.50%
انكويست	المملكة المتحدة	كوفبك المملكة المتحدة المحدودة	ألما غاليا	35%
شركة يونايتد انيرجي	اليمن	كوفبك (اليمن) المحدودة	مجمع 5 (جنة)	20.00%
Oil Search	اليمن	كوفبك (عدن) المحدودة	مجمع 7	21.25%

معلومات مكملة غير مدققة - احتياطيات النفط والغاز

في 31 ديسمبر 2020

	2020 (mmboe)	2019 (mmboe)
الاحتياطيات المؤكدة والمحتملة في بداية السنة		
حقول منتجة	**445.30**	460.25
مشاريع قيد التطوير	**6.47**	9.24
	451.77	**469.49**
التغيرات خلال السنة		
تعديل تقديرات سابقة	**5.92**	21.52
إنتاج (من مشاريع قائمة)	**(37.79)**	(39.24)
	(31.88)	**(17.72)**
الاحتياطيات المؤكدة والمحتملة في نهاية السنة		
حقول منتجة	**413.75**	445.30
مشاريع قيد التطوير	**6.14**	6.47
	419.89	**451.77**

الاحتياطيات المؤكدة هي كميات النفط الخام والغاز الطبيعي التي تظهر البيانات الجيولوجية والهندسية بدرجة معقولة من اليقين أنها قابلة للاسترداد في السنوات المقبلة من الخزانات المعروفة في ظل الظروف الاقتصادية والتشغيلية الحالية.

الاحتياطيات المحتملة هي تلك الاحتياطيات الإضافية التي لم يتم إثباتها بعد ولكن مع الاحتياطيات المؤكدة يُقدر أن أمامها فرصة بنسبة 50% أو أعلى لتكون قابلة للإنتاج تقنيًا واقتصاديًا.

تشمل احتياطيات النفط المكافئ النفطي للغاز الطبيعي. لا يمكن قياس احتياطيات النفط والغاز بالضبط لأن تقدير الاحتياطيات يتضمن احكاما غير موضوعية وتحديدات استدلالية . لذلك، تخضع جميع التقديرات لمراجعة دورية. يشار إلى الاحتياطيات وحجم الاحتياطيات والاحتياطيات المتعلقة بالمعلومات والإفصاحات بأنها «غير مدققة» كوسيلة لتوضيح أن هذه المعلومات لا يغطيها رأي مراقب الحسابات المستقل الذي قام بتدقيق البيانات المالية المجمعة للمجموعة وإعداد تقرير عنها.

60 للسلام وطن

اتصل بنا

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+
فاكس:3999 9380 8 61+

أندونيسيا
كوفبك أندونيسيا المحدودة
للمشاريع الإقليمية

ويسما GKBI, الطابق الخامس عشر, جناح رقم 1502
جي إل جيند, سيديرمان رقم
28, جاكرتا 10210, أندونيسيا
هاتف: 2784 5785 21 62+ (Hunting)
فاكس:2785 5785 61 62+

هولندا
مكتب كوفبك هولندا

شينكاد AR 2595,50
لاهاي
هاتف: 52278 7031 13+
هاتف: 52279 7031 13+

مصر
كوفبك مصر المحدودة (KEL)

44 شارع فلسطين, الدور العاشر,
المعادي الجديدة - القاهرة - 11435, مصر
هاتف:6275 2703 - 6275 2703 2 20+
فاكس:6289 2703 2 20+

النرويج
كوفبك النرويج AS

انكربيجيت, كونغسغاردبان 1
N-4005 ستافنجار
ص.ب. N-4001,207 ستافنجار, النرويج
هاتف:20 22 21 51 47+
فاكس: 21 22 21 51 47+

كندا
كوفبك كندا إنك.

برج ميلينيوم
440 الجادة الثانية SW جناح رقم 700
كالغاري AB, كندا T2P 5E9
هاتف:2777 349 587 1+
فاكس:2778 349 587 1+

باكستان
كوفبك باكستان القابضة B.V.

الدور الثالث، برج يوفون، إسلام آباد، باكستان
ص.ب. 2438 إسلام آباد, باكستان
هاتف:4400 849 51 92+
فاكس:4400 848 51 92+

الصين
كوفبك (الصين) إنك.

الوحدة E, 14/F, مبنى رقم 1
برج تشاينا ميرشانتس
رقم: 1166, شارع وانغهي
شيكو, منطقة نانشان, شينزين الصين
هاتف: 9421 8827 755 86+

ماليزيا
كوفبك (ماليزيا) Sdn.Bhd.

الدور 32, برج الهام,
رقم 8, جالان بينجاي,
50450 كوالا لامبور, ماليزيا
هاتف: 4001 2603 3 60+